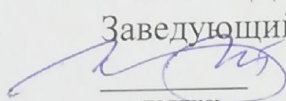


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических систем и
электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

И.Ю. Погоняйченко

инициалы, фамилия

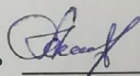
« 15 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХАНТЫНТАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
БОЛЬШОЙ ПАТОМ. СИСТЕМА АИИС КУЭ, ТРЕБОВАНИЯ,
СХЕМЫ, ДАТЧИКИ, СИСТЕМЫ СБОРА, ОБРАБОТКИ И
ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ДАННЫХ, ОТЧЕТОВ, ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С
СО ЕЭС, НП АТС
тема

Руководитель

 09.06.18
подпись, дата

Зам.начальника СТСУ

Филиала ПАО «РусГидро»-

«Саяно-Шушенская ГЭС имени

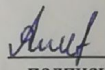
П.С. Непорожного»

должность

А.Н. Сивцов

инициалы, фамилия

Выпускник

 09.06.18
подпись, дата

А.В.Амельчаков

инициалы, фамилия

Саяногорск 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Хантынтайской ГЭС на реке Большой Патом. Система АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора, обработки и предоставления данных, отчетов, взаимодействие с СО ЕЭС, НП АТС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайт 09.06.18 Е. Ю. Замеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Гидротурбинное,
гидромеханическое и вспомогательное
оборудование

Маш 09.06.18 А. В. Машинников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Сев 09.06.18 А. Н. Севдов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и
автоматизация энергетических систем

Кар 05.06.18 В. В. Карачева
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Зайт 07.06.2018 В. Б. Зайт
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

Пот 07.06.18 А. Ю. Потанин
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Маш 06.06.18 А. В. Машинников
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Сев 15.06.18 А. Н. Севдов
подпись, дата инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И.Ю. Погоняйченко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХАНТЫНТАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
БОЛЬШОЙ ПАТОМ. СИСТЕМА АИИС КУЭ, ТРЕБОВАНИЯ,
СХЕМЫ, ДАТЧИКИ, СИСТЕМЫ СБОРА, ОБРАБОТКИ И
ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ДАННЫХ, ОТЧЕТОВ, ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С
СО ЕЭС, НП АТС
тема

Руководитель _____
подпись, дата

Зам.начальника СТСУ
Филиала ПАО «РусГидро»-
«Саяно-Шушенская ГЭС имени
П.С. Непорожного»
должность

А.Н. Сивцов
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

А.В.Амельчаков
инициалы, фамилия

Саяногорск 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Хантынтайской ГЭС на реке Большой Патом. Система АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора, обработки и предоставления данных, отчетов, взаимодействие с СО ЕЭС, НП АТС».

Консультанты по разделам:		
Водно-энергетические расчёты	<div></div> <div>подпись, дата</div>	<div></div> <div>инициалы, фамилия</div>
Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	<div></div> <div>подпись, дата</div>	<div></div> <div>инициалы, фамилия</div>
Электрическая часть	<div></div> <div>подпись, дата</div>	<div></div> <div>инициалы, фамилия</div>
Релейная защита и автоматизация энергетических систем	<div></div> <div>подпись, дата</div>	<div></div> <div>инициалы, фамилия</div>
Компоновка сооружения и гидроузла	<div></div> <div>подпись, дата</div>	<div></div> <div>инициалы, фамилия</div>
Охрана труда и пожарная безопасность	<div></div> <div>подпись, дата</div>	<div></div> <div>инициалы, фамилия</div>
Технико-экономическое обоснование	<div></div> <div>подпись, дата</div>	<div></div> <div>инициалы, фамилия</div>
Нормоконтролер	<div></div> <div>подпись, дата</div>	<div></div> <div>инициалы, фамилия</div>

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ХАНТЫНТАЙСКОЙ ГЭС	7
1 Анализ исходных данных и определение условия функционирования гидроэлектростанции	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат района	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Инженерно-геологическое изыскание	11
1.1.4 Сейсмологические условия	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	11
1.3 Аналог проектируемого гидроузла	12
2 Водно-энергетические расчеты	13
2.1 Регулирование стока воды	13
2.1.1 Исходные данные	13
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов	13
2.1.3 Кривые обеспеченности стока	15
2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года	16
2.1.5 Определение типа регулирования	17
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов	18
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	18
2.2.2 Водно-энергетические расчеты по условию маловодного года	19
2.2.3 Определение установленной мощности Хантынтайской ГЭС	20
2.2.4 Водно-энергетические расчеты по условиям средневодного года	21
2.3 Баланс энергии и мощности	22
2.3.1 Баланс энергии	22
2.3.2 Баланс мощности	22
3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	24
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов	24
3.1.1 Построение режимного поля	24
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	26
3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	28
3.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования	31
3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора	31
3.2.2 Расчет вала и подшипников	32
3.2.3 Выбор типа и размеров маслонапорной установки (МНУ) и регулятора частоты вращения	33
3.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	35
3.4 Подъемно-транспортное оборудование	36
4 Электрическая часть	37
4.1 Выбор главной схемы электрических присоединений и схемы собственных нужд	37
4.1.1 Выбор силовых трансформаторов	37

4.1.2	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения	38
4.1.3	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического обоснования (ТЭО).....	39
4.2	Выбор электротехнического оборудования	42
4.2.1	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме.	42
4.2.2	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	47
4.2.3	Выбор силовых выключателей и разъединителей	48
4.2.4	Выбор измерительных трансформаторов.....	49
4.2.5	Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) и заградительных фильтров.....	50
4.2.6	Выбор дизель-генераторной установки (ДГУ)	50
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем..	51
5.1	Перечень защит основного электрооборудования	51
5.2	Расчет защит и выбор уставок	52
5.2.1	Продольная дифференциальная защита главного генератора ($I_{\Delta G}$).....	52
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора главного генератора ($U_N(U_0)$).....	54
5.2.3	Защита от повышения напряжения на главном генераторе ($U_1>$), ($U_2>$).....	56
5.2.4	Защита главного генератора от обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2).....	57
5.2.5	Защита главного генератора от симметричных перегрузок (I_1).....	60
5.2.6	Дистанционная защита ($Z_1<$), ($Z_2<$).....	62
5.2.7	Защита главного генератора от перегрузки обмотки ротора (I_p)	65
5.2.8	Продольная дифференциальная защита вспомогательного генератора ($I_{\Delta ВГ}$).....	66
5.2.9	Защита от повышения напряжения вспомогательного генератора ($U>ВГ$)... ..	69
5.3	Выбор комплекса защит блока «генератор-трансформатор».....	69
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	70
6.1	Состав и компоновка гидроузла	70
6.2	Определение класса сооружений	70
6.3	Проектирование сооружений напорного фронта	70
6.3.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины	70
6.3.2	Определение ширины водосливного фронта и отметки гидроузла.....	72
6.3.3	Построение профиля водосливной плотины.....	76
6.3.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	77
6.3.5	Расчет энергогасящего сооружения.....	78
6.4	Конструирование плотины.....	79
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	79
6.4.2	Разрезка глухой бетонной плотины, водосливной плотины и здания ГЭС швами.....	80

6.4.3	Быки.....	80
6.4.4	Устои	80
6.4.5	Галереи в теле глухой бетонной плотины.....	80
6.5	Конструирование элементов подземного контура плотины	81
6.5.1	Цементационная завеса	81
6.5.2	Дренажные устройства.....	82
6.6	Конструирование элементов нижнего бьефа	82
6.7	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	82
6.7.1	Определение основных нагрузок на плотину	82
6.7.2	Оценка прочности плотины	86
6.7.3	Критерии прочности плотины и ее основания.....	88
6.7.4	Обоснование устойчивости плотины.....	89
6.8	Проектирование грунтовой плотины	90
7	Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности, по охране окружающей среды	91
7.1	Мероприятия по охране труда	91
7.2	Пожарная безопасность	93
7.2.1	Общие требования к пожарной безопасности	93
7.2.2	Пожарная безопасность в кабельных помещениях	94
7.3	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния Хантынтайского гидроузла	95
7.3.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	95
7.3.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	96
7.3.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	97
7.3.5	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	98
7.3.6	Водоохранная зона.....	98
7.3.7	Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции	99
8	Технико-экономические показатели	101
8.1	Расчет себестоимости электроэнергии	101
8.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	101
8.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	101
8.1.3	Налоговые расходы.....	103
8.1.4	Оценка суммы прибыли	104
8.2	Удельные показатели строительства	104
8.3	Экономическая эффективность строительства.....	105
8.4	Анализ рисков инвестиционных проектов.....	105
9	Система АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора, обработки и предоставления данных, отчетов, взаимодействие с СО ЕЭС, НП АТС.....	108
9.1	Основные требования к АИИС КУЭ	109
9.1.1	Основные требования к ИИК	109
9.1.2	Основные требования к ИВКЭ	110
9.1.3	Основные требования к ИВК.....	110

9.2	Разработка схемы АИИС КУЭ для Хантынской ГЭС.....	110
9.2.1	Расстановка точек учета.....	111
9.2.2	Выбор аппаратуры для ИВК.....	111
9.2.3	Разработка схемы АИИС КУЭ.....	112
9.3	Системы сбора, обработки и предоставления данных и отчетов	113
9.4	Взаимодействие с СО ЕЭС и НП АТС.....	113
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	115
	ПРИЛОЖЕНИЕ А АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ	118
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	120
	ПРИЛОЖЕНИЕ В ГИДРОТУРБИННОЕ, ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	126
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	128
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	135

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ХАНТЫНТАЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Большой Патом;
2. Местонахождение ГЭС.....Иркутская область;
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....349 м³/с;
 - б) всех турбин.....825 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5%.....2652 м³/с;
3%.....2211 м³/с;
 - г) минимальный.....118 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка: НПУ.....200 м;
ФПУ.....201 м;
УМО.....191,91 м;
 - в) объемы:
 - полный.....5,16 км³;
 - полезный.....3,91 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....26,6 м;
 - б) расчетный.....19,9 м;
 - в) минимальный.....15,8 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная.....141 МВт;
 - гарантированная.....139 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии.....653,58 млн. кВт·ч;
 - в) число часов использования установленной мощности.....4500 ч;
8. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....руслевое;
 - б) число агрегатов.....4;
 - в) грунт в основании.....гранодиорит;
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецидальная;
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
 - е) расстояние между осями агрегатов.....20,5 м;
9. Основное оборудование:
 - а) тип турбины.....ПЛ306-В-560;
 - б) тип генератора.....ВГС 850/135-56УХЛ4;
 - в) полная мощность генератора.....43,75 МВА;
 - г) активная мощность генератора.....35 МВт;
 - д) частота вращения.....107,1 об/мин;
 - е) тип трансформаторов.....ТДЦ-125000/220УХЛ1;

10. Водосбросные сооружения:

- а) тип.....поверхностный водослив;
- б) число и ширина пролетов.....5 отверстий по 20 м;
- в) общая длина.....112м;
- г) максимальная высота.....34,75 м;
- д) тип рабочего затвора.....сегментный;

11. Бетонная и грунтовая плотина (общая длина/максимальная высота):

- а) левобережная глухая бетонная.....77,26 м/ 32 м;
- б) правобережная грунтовая.....375,8 м/ 32 м;

Технико-экономические показатели:

- а) удельные показатели.....20220 руб/кВт;
-2,22 руб/кВт·ч;
- б) себестоимость энергии.....0,23 руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости.....82 месяца;

1 Анализ исходных данных и определение условия функционирования гидроэлектростанции

Большой Патом – река, протекающая в Иркутской области. Является правым притоком реки Лена. Исток реки находится в 100 км к северу от города Бодайбо в Патомском нагорье на высоте более 842,5 м над уровнем моря. Впадает в реку Лена почти на границе Иркутской области и Республики Саха (Якутия) на высоте менее 145 м над уровнем моря. Бассейн реки 28400 км², длина 570 км.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат района

Климат района расположения гидроузла – резко континентальный. Зимние температуры достигают -55°C, а летом температура достигает +45°C. Среднегодовая температура воздуха составляет -6,5°C. Район приравняется к району Крайнего Севера.

Среднегодовая норма осадков от 350 до 500 мм. Большая часть осадков выпадает в период с июня по октябрь. В летние месяцы выпадает максимум осадков 3-4 мм. Среднесуточная скорость ветров 2-3 м/с. Сильные ветра со скоростью 5 м/с и более имеет высокую повторяемость в апреле и мае.

1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Большой Патом за период 1936-1990 гг. представлен в Приложении А, таблица А.1.

Зависимости отметок нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки верхнего бьефа от объема водохранилища и площади затопления представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1, 1.2 и 1.3.

Таблица 1.1 – Зависимости отметок верхнего и нижнего бьефа от параметров стока

Кривая связи отметки верхнего бьефа от объема водохранилища		Кривая связи отметки верхнего бьефа от площади затопления		Кривая связи отметки нижнего бьефа от расхода			
				зимняя		летняя	
Z _{ВБ} , м	W, км ³	Z _{ВБ} , м	S, км ²	Z _{НБ} , м	Q _{зим} , м ³ /с	Z _{НБ} , м	Q _{лет} , м ³ /с
172,00	0	172,00	0	172,00	0	172,00	0
187,36	0,72	182,44	4	175,00	500	174,40	500
192,02	1,44	186,75	8	176,43	1000	175,80	1000
193,75	2,16	189,45	12	177,40	1500	176,80	1500
195,30	2,88	192,00	16	178,40	2000	177,70	2000
196,94	3,6	194,46	20	179,30	2500	178,60	2500
198,26	4,32	196,47	24	180,30	3000	179,30	3000
199,12	5,04	197,95	28	181,30	3500	180,00	3500

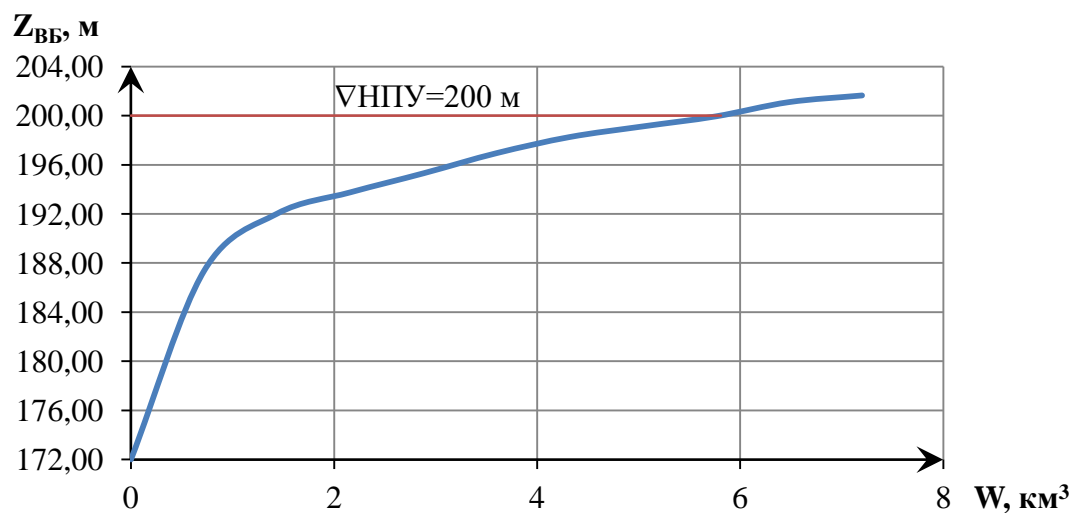


Рисунок 1.1 – Кривая связи отметки верхнего бьефа от объема водохранилища

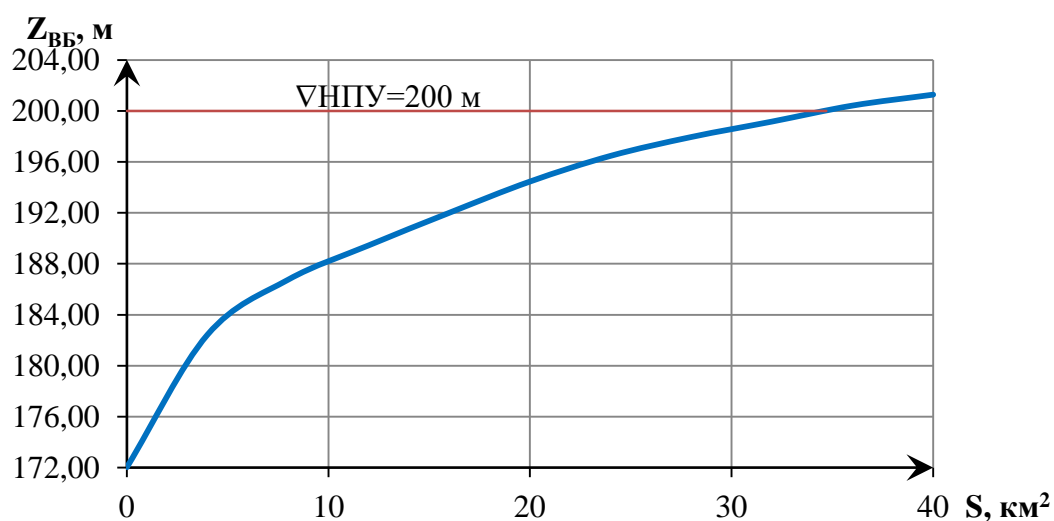


Рисунок 1.2 – Кривая связи отметки верхнего бьефа от площади затопления

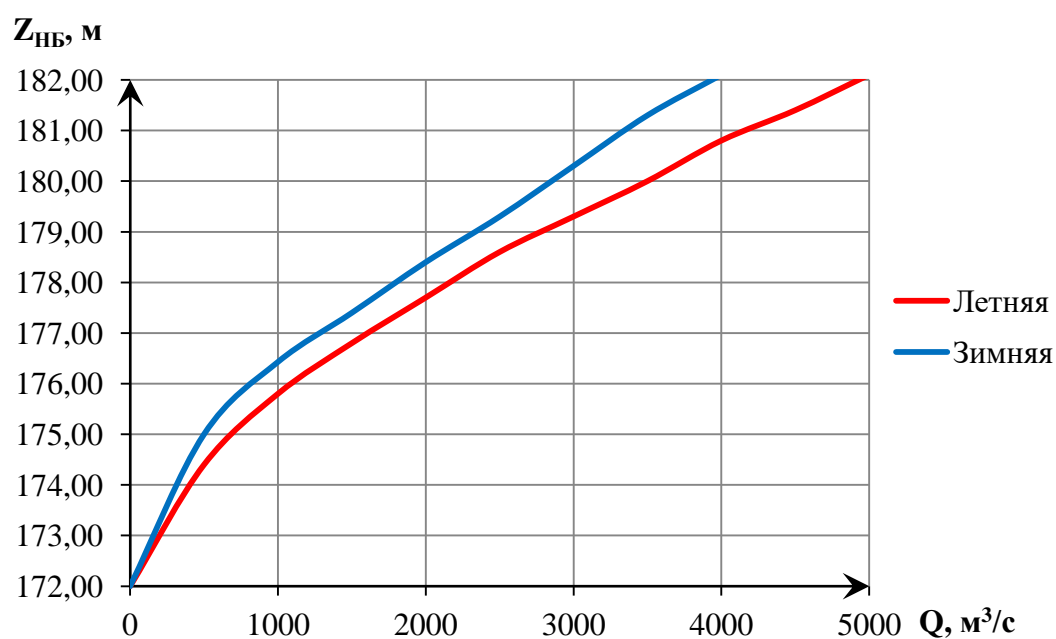


Рисунок 1.3 - Кривая связи отметки нижнего бьефа от расхода

1.1.3 Инженерно-геологическое изыскание

Местоположение створа представлена в Приложении А, рисунке А.1. В районе створа Хантынтайской ГЭС не обнаружено зон контакта тектонических плит, судя по геологической карте.

На рисунке 1.4 показан разрез по створу реки Большой Патом в районе Хантынтайской ГЭС.

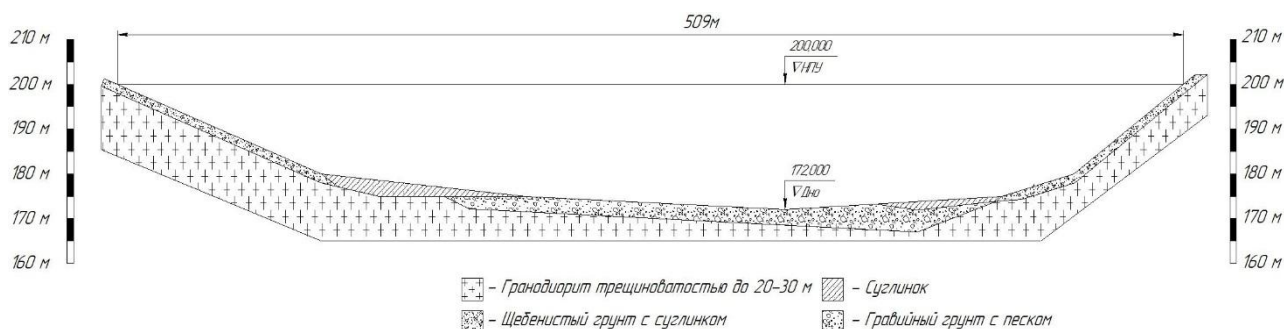


Рисунок 1.4 – Разрез по створу реки Большой Патом

1.1.4 Сейсмологические условия

Согласно карте сейсмического районирования ОСР-2012-А, соответствующая вероятности $P=39\%$ возможного превышения в течении 50 лет силы указанных на ней максимальных сейсмических воздействия в баллах шкалы интенсивности землетрясений ИЗ-2012 (период повторяемости воздействий $T=100$ лет) в районе Хантынтайской ГЭС равна 5 баллам по шкале MSK-64.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Структура установленных мощностей электростанции, находящиеся в РДУ «Иркутское» приведена в таблице 1.2:

Таблица 1.2 – Структура установленных мощностей электростанции РДУ «Иркутское»

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля от установленной мощности в энергосистеме, %
ГЭС	3788,7	50,3
ТЭЦ	3737,3	49,7
Итого	7526,0	100

Гидроэлектростанции, расположенные в Иркутском РДУ:

- Братская ГЭС, с установленной мощностью 4500 МВт, доля выработки в РДУ «Иркутское» равна 40%;
- Усть-Илимская ГЭС, с установленной мощностью 3480 МВт, доля выработки в РДУ «Иркутское» равна 32,4%;
- Иркутская ГЭС, с установленной мощностью 662,4 МВт;

1.3 Аналог проектируемого гидроузла

В качестве «ГЭС-аналога» для Хантынской ГЭС в ходе проектирования выбрана Нижне-Бурейская ГЭС по конструкции сооружения и конструкции гидротурбинного оборудования.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- зависимости отметок нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки верхнего бьефа от объема водохранилища и площади затопления (таблица 1.1, рисунок 1.1 – 1.3);
- энергосистема – ОДУ Сибири, РДУ «Иркутское»;
- коэффициент мощности: $k_N=8,6$;
- потери напора в водопроводящих сооружениях: $\Delta h=0,46$;
- нормальный подпорный уровень Хантынской ГЭС: $\nabla_{НПУ}=200$ м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Большой Патом за период 1936-1990 гг. (Приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК, м³/с	118	118	118	236	236	236	236	236	236	118	118	118
Санитарный попуск, м³/с	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Фильтрация, м³/с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение, м³/с	0	0	0	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0	0	0
Льдообразование, м³/с	2	2	2	-6	-6	0	0	0	0	2	2	2

- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Из ряда гидрологических наблюдений (Приложение А, таблица А.1) для каждого года выбирается максимальный расход. Для определения параметров кривой обеспеченности определяем модульный коэффициент:

$$k = \frac{Q_n^{max}}{Q_{ср}^{max}}, \quad (2.1)$$

где Q_n^{max} - n-ый член ряда максимальных годовых расходов;
 $Q_{ср}^{max}$ - среднее значение многолетнего максимального расхода.

Для удобства вычисления составляем таблицу (Приложение А, таблица А.2)

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_V = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{4,04}{55}} = 0,27, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов (количество лет наблюдений).

Среднеквадратичная ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_V} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1+3 \cdot C_V^2}{2 \cdot (n-1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1+3 \cdot 0,27^2}{2 \cdot (55-1)}} = 10,63\% . \quad (2.3)$$

Ошибка является допустимой.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_S = \frac{\sum(k-1)^3}{C_V^3 \cdot n} = \frac{0,98}{0,27^3 \cdot 55} = 0,89. \quad (2.4)$$

Среднеквадратичная ошибка вычисления коэффициента асимметрии максимальных расходов:

$$\delta_{C_S} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1+6 \cdot C_V^2+5 \cdot C_V^4)}{n}}}{C_S} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1+6 \cdot 0,27^2+5 \cdot 0,27^4)}{55}}}{0,89} = 44,83\%. \quad (2.5)$$

Ошибка является допустимой.

Определяем класс сооружения по [25]. Для этого составим таблицу 2.1.

Таблица 2.2 – Критерии выбора класса гидротехнического сооружения

Критерии	Класс
Грунтовая плотина (на скальном основании) Н=31,6 м	III
Бетонная плотина (на скальном основании) Н=31,6 м	III
ГЭС мощностью менее 300 МВт $N_{\text{вст.}}=142$ МВт	III
Число проживающих людей, которые могут пострадать от аварии (менее 500 чел.): 400 чел.	III
Характеристика территории под угрозой аварии: в пределах одного муниципального образования	III

Назначаем III класс гидротехнического сооружения (по результатам таблицы 2.1). Поэтому необходимо назначить обеспеченности поверочного и основного расходов по [26]. Для этого необходимо найти параметры обеспеченности по формулам 2.6-2.8:

$$M_S = C_V \cdot \varphi, \quad (2.6)$$

$$k_S = M_S + 1, \quad (2.7)$$

$$Q_S = Q_{\text{ср}}^{\text{max}} \cdot k_S. \quad (2.8)$$

Результаты представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчетов максимальных расходов

p, %	φ	M _S	k _S	Q _S , м ³ /с	Расход
0,5	3,4	0,922	1,922	2652	поверочный
3	2,22	0,602	1,602	2211	основной

2.1.3 Кривые обеспеченности стока

Для водно-энергетических расчетов необходимо определить расчетные значения расходов 50% обеспеченности (средневодный год) и 90% обеспеченности (маловодный год). Для этого в первом приближении в период половодья попадают месяцы, у которых расходы больше или равны среднегодовому расходу. Эти расходы ранжируются по убыванию. Далее кривые обеспеченности строятся по эмпирической формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\% \quad (2.9)$$

где $p(m)$ – обеспеченность стока;

m – порядковый номер элемента ряда расходов, ранжированная по убыванию;

Построим эмпирические кривые обеспеченности среднегодовых расходов, расходов в половодье и расходов в межень (рисунок 2.1).

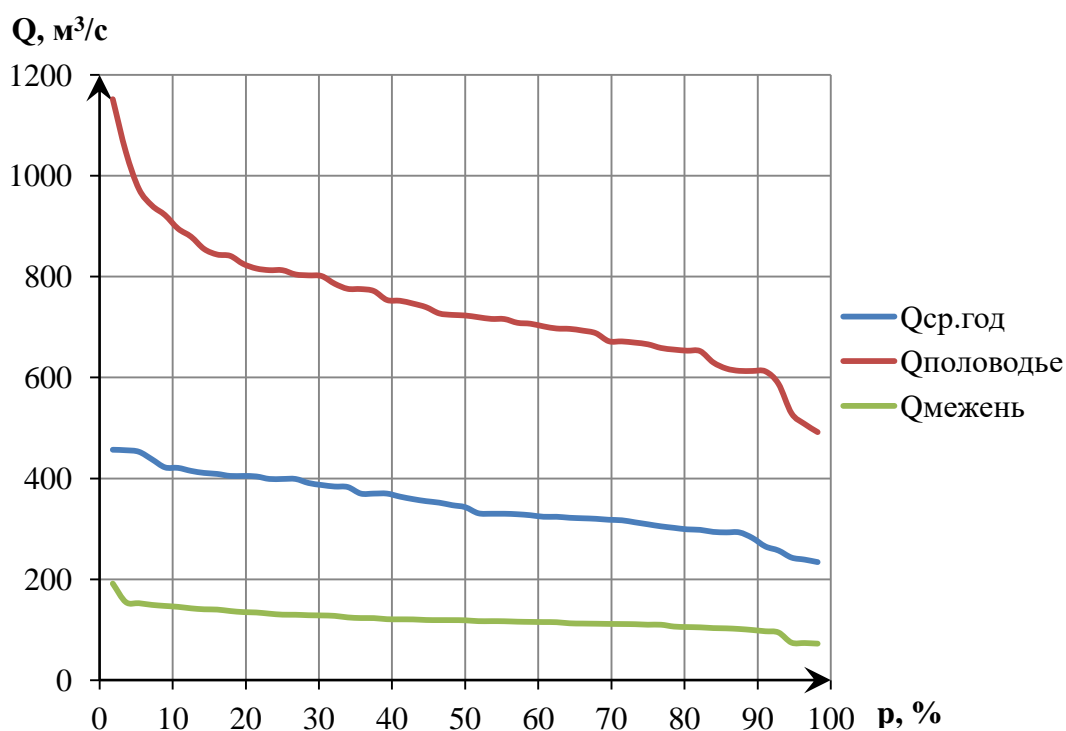


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности стока

2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года

Проанализируем эмпирическую кривую обеспеченности для среднегодовых расходов. Получаем, что маловодный год (90% обеспеченности) соответствует 2 года из ряда гидрологических наблюдений: 1965 (91,07%) и 1966 года (89,29%). Средневодный год (50% обеспеченности) соответствует 1980 год (50%).

Рассмотрим маловодный год:

- для 1965 года:

Коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно:

$$K_M = \frac{Q_{1973}}{Q_{1965}} = \frac{97}{132} = 0,74, \quad (2.10)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1972}}{Q_{1965}} = \frac{612}{666} = 0,92. \quad (2.11)$$

- для 1966 года:

Коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно:

$$K_M = \frac{Q_{1950}}{Q_{1966}} = \frac{100}{140} = 0,71, \quad (2.12)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1971}}{Q_{1966}} = \frac{613}{708} = 0,87. \quad (2.13)$$

В качестве расчетного маловодного года принимается 1965 год, так как коэффициенты приведения по половодью и межени ближе к единице.

Рассмотрим средневодный год:

- для 1980 года:

Коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно:

$$K_M = \frac{Q_{1961}}{Q_{1980}} = \frac{119}{121} = 0,98, \quad (2.14)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1972}}{Q_{1965}} = \frac{723}{786} = 0,92. \quad (2.15)$$

После определения маловодного и средневодного годов, построим гидрографы, проведя необходимые корректировки (таблица 2.4 и рисунок 2.2):

Таблица 2.4 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года

Месяц	$Q_{90\%}^t, \text{ м}^3/\text{с}$		$Q_{50\%}^t, \text{ м}^3/\text{с}$	
	исходный	скорректированный	исходный	скорректированный
январь	51	81	83	83
февраль	34	64	64	64
март	37	57	67	67
апрель	59	59	78	78

Окончание таблицы 2.4

Месяц	$Q_{90\%}^t, \text{ м}^3/\text{с}$		$Q_{50\%}^t, \text{ м}^3/\text{с}$	
	исходный	скорректированный	исходный	скорректированный
май	440	440	595	595
июнь	1120	1120	1780	1780
июль	437	437	439	439
август	281	281	329	329
сентябрь	300	300	307	307
октябрь	268	188	193	193
ноябрь	102	62	69	69
декабрь	54	94	107	107

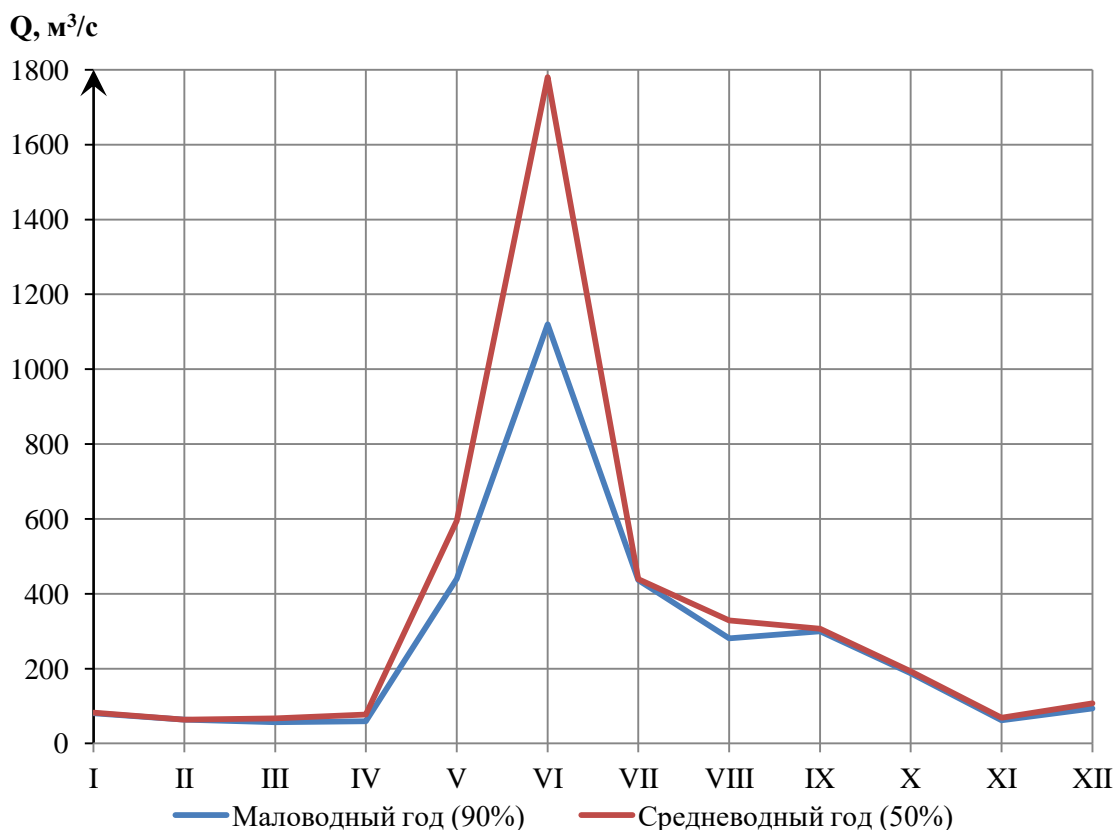


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

2.1.5 Определение типа регулирования

Для того, чтобы найти полезный объем водохранилища, нужно задаться приблизительной отметкой уровня мёртвого объема (УМО). Для этого принимается, что УМО соответствует снижению уровня верхнего бьефа на 33%. Отсюда приблизительная отметка УМО:

$$\nabla \text{УМО}_{\text{пр}} = \nabla \text{НПУ} - (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО}) \cdot 0,33 = 200 - (200 - 172) \cdot 0,33 = 190,76 \text{ м.} \quad (2.16)$$

Объем водохранилища при отметке НПУ и приблизительной отметкой УМО определяем по зависимости отметки верхнего бьефа от объема водохранилища (рисунок 1.1).

$$W_{\text{ВНПУ}} = 5,16 \text{ км}^3,$$

$$W_{\text{ВУМО}_{\text{пр}}} = 1,1 \text{ км}^3.$$

Полезный объем водохранилища:

$$W_{\text{полезный}} = W_{\text{ВНПУ}} - W_{\text{ВУМО}_{\text{пр}}} = 5,16 - 1,1 = 4,06 \text{ км}^3. \quad (2.17)$$

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot T = 349 \cdot 31536000 = 11 \text{ км}^3, \quad (2.18)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход;
 T – число секунд в году.

Коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{W_{\text{полезный}}}{\bar{W}_{\text{многолетний}}} = \frac{1,1}{11} = 0,1. \quad (2.19)$$

Принимаем годичный тип регулирования, так как коэффициент зарегулированности стока входит в пределы годичного коэффициента зарегулированности стока ($\beta_{\text{год}}=0,1-0,3$).

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Определим среднемесячные мощности для маловодного года. Это можно сделать, имея гидрограф маловодного года, требования ВХК и сведения о потере воды из водохранилища.

Полезный бытовой расход определяется по формуле:

$$Q_{\text{п.быт}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{л}}^t - Q_{\text{ф}}^t, \quad (2.20)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ – среднемесячный расход маловодного года t -го месяца (таблица 2.4);

$Q_{\text{и}}^t, Q_{\text{л}}^t, Q_{\text{ф}}^t$ – потери воды из водохранилища: испарение, льдообразование, фильтрация t -го месяца (таблица 2.1);

Напор на ГЭС определяется с учетом потерь, как разность отметок верхнего бьефа, который принимается равной отметке НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по зависимости отметки нижнего бьефа от расхода (рисунок 1.3).

Полезная мощность, вырабатываемая станцией:

$$N_{\text{пол}}^t = k_N \cdot Q_{\text{п.быт}}^t \cdot H^t, \quad (2.21)$$

где H^t – напор, соответствующий расчетному расходу в t -ом месяце.

Результаты расчета сведены в Приложении Б, таблицу Б.1

За первый месяц сработки принимает первый месяц после половодья, в котором полезная бытовая мощность становится меньше, чем мощность требования водохозяйственного комплекса. Это месяц ноябрь. Под регулирование попадают 2 месяца (декабрь, январь), остальные месяцы работает с мощностью требований ВХК.

Полезная мощность станции, мощность требования ВХК и их разность представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Мощность полезная и мощность требования ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{пол}}^t$, МВт	18	14	13	15	95	229	94	62	66	44	14	22
$N_{\text{ВХК}}^t$, МВт	27	27	27	52	52	52	52	52	52	27	27	27
$N_{\text{пол}}^t - N_{\text{ВХК}}^t$, МВт	-9	-13	-14	-37	44	177	42	10	14	17	-13	-5

Найдем дефицит мощности как:

$$\sum_{t=1}^{12} (N_{\text{пол}}^t - N_{\text{ВХК}}^t) = 214 \text{ МВт.}$$

Дефицит мощности необходим для того, чтобы определить гарантированную мощность для первой итерации сработки.

2.2.2 Водно-энергетические расчеты по условию маловодного года

Задачей водно-энергетического расчета (ВЭР) является определение гарантированных мощностей для каждого месяца работы ГЭС, определение уровня мертвого объема (УМО), среднесуточную выработку. На основе ВЭР производится определение рабочих и установленных мощностей проектируемой станции.

На момент начала сработки (месяц ноябрь) водохранилище наполнено до уровня НПУ.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}}^t = Q_{\text{п.быт}}^t + Q_{\text{вдхр}}^t, \quad (2.22)$$

где $Q_{\text{вдхр}}^t$ - расход воды из водохранилища в t -ом месяце.

Величина $Q_{\text{вдхр}}^t$ изменяется в достижении нужной мощности, причем если вода берется из водохранилища, то берем знак «+», если оставляем в водохранилище знак «-».

Расход воды в нижнем бьефе определяем суммой расхода воды через ГЭС и потери воды из водохранилища через фильтрацию:

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t - Q_{\text{ф}}^t. \quad (2.23)$$

При этом расход в нижний бьеф должен быть не меньше расхода по требованию ВХК.

Для определения изменения объема водохранилища используем формулу:

$$\Delta W^t = Q_{\text{вдхр}}^t \cdot t_{\text{мес}}, \quad (2.24)$$

где $t_{\text{мес}}$ – число секунд в месяце.

Принимаем допущение, что расход в течение месяца постоянный и от месяца к месяцу изменяется мгновенно, отметка нижнего бьефа в течение месяца постоянна и так же, как и в верхнем бьефе, изменяется мгновенно, переходя от месяца к месяцу.

Отметка уровня воды в верхнем бьефе в конце месяца определяется зависимостью отметки ВБ от объема водохранилища (рисунок 1.2).

Напор на ГЭС рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t, \quad (2.25)$$

где $z_{\text{ВБ.ср}}^t$ - среднее значение отметки уровня ВБ в t -ом месяце;

$z_{\text{НБ}}^t$ - отметка уровня нижнего бьефа, соответствующая расходу в нижний бьеф в t -ом месяце.

Мощность ГЭС в t -ом месяце:

$$N^t = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}}^t \cdot H^t. \quad (2.26)$$

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в Приложении Б, таблица Б.2 (для первого приближения) и в Приложении Б, таблица Б.3 (для последнего приближения).

Результатом сработки-наполнения являются:

- гарантированная мощность: $N_{\text{гар}}=139$ МВт;
- отметка уровня мертвого объема: $\nabla_{\text{УМО}}=191,91$ м;
- полезный объем водохранилища: $W_{\text{полезный}}=3,91$ км³;
- коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{W_{\text{полезный}}}{\bar{W}_{\text{многолетний}}} = \frac{3,91}{11} = 0,35; \quad (2.27)$$

2.2.3 Определение установленной мощности Хантынтайской ГЭС

Для определения установленной мощности Хантынтайской ГЭС принимаем нагрузочный резерв равным 1,5% от вытесненной мощности. По интегральной кривой нагрузки (ИКН) за декабрь, изображенная на плакате

«Использование водной энергии» вытесненная мощность равна гарантированной мощности:

$$N_{\text{выт}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гар}}; \quad (2.28)$$

При этом установленная мощность:

$$N_{\text{уст}}^{\text{проект.ГЭС}} = N_{\text{выт}}^{\text{ГЭС}} + (0,015 \cdot N_{\text{выт}}^{\text{ГЭС}}) = 139 + (0,015 \cdot 139) = 141 \text{ МВт}; \quad (2.29)$$

2.2.4 Водно-энергетические расчеты по условиям средневодного года

Задачей ВЭР по условиям средневодного года является определения среднесуточной выработки. Для этого необходимо провести расчет по 2 вариантам:

1 вариант: сработка-наполнение по отметкам верхнего бьефа;

2 вариант: сработка-наполнение по гарантированной мощности.

Выработка станции в t -ом месяце определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^t = N^t \cdot T_{\text{мес}}, \quad (2.30)$$

где $T_{\text{мес}}$ – число часов в месяце.

Среднесуточная выработка определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.мн.лет}}^{\text{ГЭС}} = \sum_{t=1}^{12} \mathcal{E}^t; \quad (2.31)$$

Результаты расчетов приведены в Приложении Б, таблица Б.4 (для работы по отметкам ВБ) и в Приложении Б, таблица Б.5 (для работы по гарантированной мощности).

Сравним среднесуточные выработки по вариантам для того, чтобы определить наиболее оптимальный вариант сработки-наполнения. Для этого составляем таблицу 2.6:

Таблица 2.6 – Выбор варианта сработки-наполнения

Выработка в млн. кВт·ч	
1 вариант	2 вариант
614,69	653,58

Из таблицы 2.6 видно, что вариант 2 (сработка-наполнение по гарантированной мощности) имеет наибольшую выработку и меньшие холостые сбросы. Поэтому принимаем, что среднесуточная выработка равна 653,58 млн. кВт·ч.

График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.3.

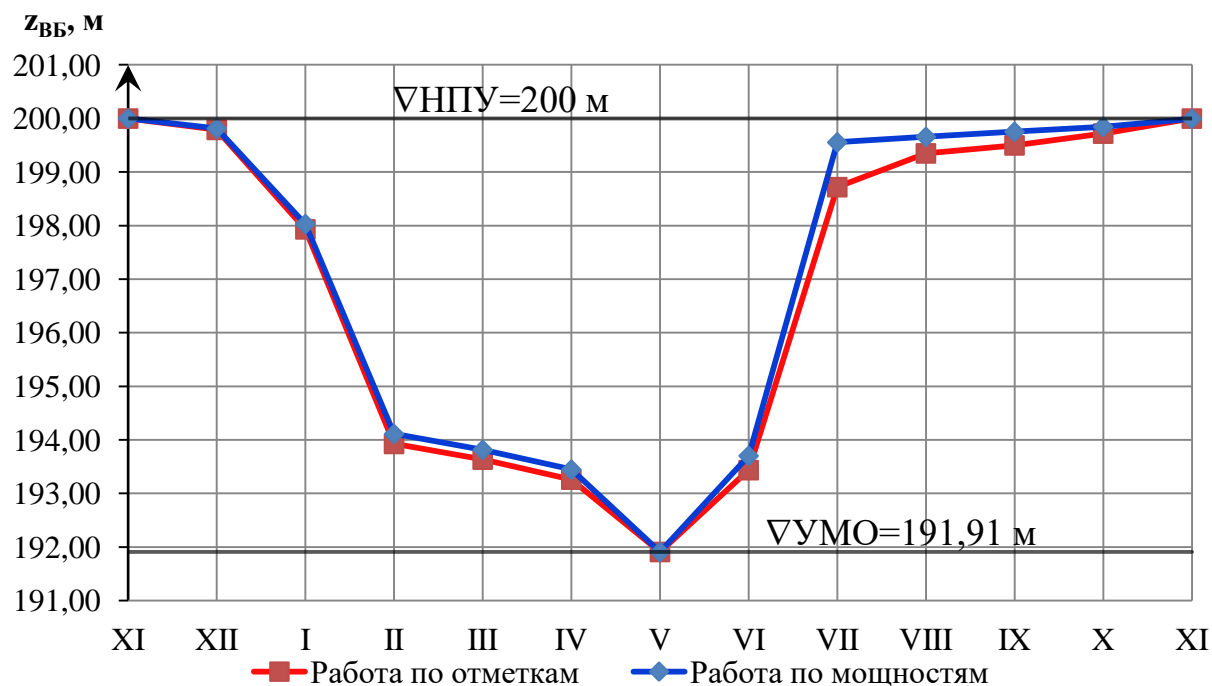


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища Хантынтайской ГЭС

2.3 Баланс энергии и мощности

2.3.1 Баланс энергии

Чтобы построить баланс энергии необходимо знать среднемесячные мощности Хантынтайской ГЭС, мощности требования ВХК, мощности генерации электростанции в РДУ «Иркутское», среднемесячные мощности РДУ «Иркутское». Баланс энергии представлен на плакате «Использование водной энергии».

2.3.2 Баланс мощности

Баланс мощности используется для планирования ремонта основного оборудования электростанции в энергосистеме. Ремонт оборудования ГЭС производится тогда, когда ГЭС не полностью используется в энергосистеме. Продолжительность ремонтов агрегатов ГЭС принимается 30 дней, а частота проведения – раз в 6 месяцев.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{3788,7}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 631,5 \text{ МВт} \cdot \text{мес}, \quad (2.32)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}$ - установленная мощность существующих ГЭС.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{141}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 23,5 \text{ МВт} \cdot \text{мес}, \quad (2.33)$$

Ремонт основного оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки агрегата на период ремонта 1 раз в 2 года. Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней, блочные ТЭС – 30 дней.

Ремонтная площадь существующих ТЭС:

$$\begin{aligned} F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} &= \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \\ &= \left(\frac{3737,3}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{3737,3}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 1401,5 \text{ МВт} \cdot \text{мес}, \end{aligned} \quad (2.34)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}$ - установленная мощность существующих ТЭС.

Для построения баланса мощности энергосистемы составим таблицу (Приложение Б, таблица Б.6). Построение ведется по максимальным мощностям энергосистемы. Баланс мощности ЭС представлен на плакате «Использование водной энергии».

3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле необходимо для определения области допустимых режимов работы проектируемой ГЭС.

Построение этих характеристик выполняется по следующим уравнениям:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{ВБ}(W_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где $z_{ВБ}(W_{сраб})$ – отметка уровня верхнего бьефа, которая зависит от объема сработки водохранилища от НПУ до УМО;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня нижнего бьефа, которая зависит от расхода в нижнем бьефе;

$\Delta h_{вс}$ – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы ГЭС:

- ограничение слева является ограничением по минимальному расходу по условиям ВХК ($Q_{ГЭС}^{min} = 200 \text{ м}^3/\text{с}$);

- ограничение по установленной мощности, определяем уравнением:

$$N_{уст}^p = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}. \quad (3.2)$$

- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую определяем по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \frac{\sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_p^N}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход ГЭС при расчетном напоре 19,9 м.

Результаты расчета показаны в таблице 3.1. Режимное поле Хантынтайской ГЭС показана на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Хантынтайской ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			$z_{\text{НПУ}}^{\text{НПУ}}, \text{ м}$	$z_{\text{ВВ}}^{\text{УМО}}, \text{ м}$	$z_{\text{ВВ}}^{\text{Р}}, \text{ м}$	Напорные характеристики			Ограничение по установленной мощности		Ограничение по пропускной способности	
$Q_{\text{НБ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}^{\text{лето}}, \text{ м}$	$z_{\text{НБ}}^{\text{зима}}, \text{ м}$				$H^{\text{НПУ}}, \text{ м}$	$H^{\text{УМО}}, \text{ м}$	$H^{\text{Р}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$
0	172,00	172,00	200	191,91	196,07	27,70	19,61	23,77	680	24,09	825	19,86
200	173,78	173,48	200	191,91	196,07	25,92	17,83	21,99	687,5	23,83	821	19,67
400	174,86	174,56	200	191,91	196,07	24,84	16,75	20,91	695	23,57	817	19,48
600	175,50	175,36	200	191,91	196,07	24,20	16,11	20,27	702,5	23,32	813	19,29
800	175,86	175,96	200	191,91	196,07	23,84	15,75	19,91	710	23,08	809	19,10
1000	176,07	176,45	200	191,91	196,07	23,63	15,54	19,70	717,5	22,83	805	18,91
1200	176,23	176,86	200	191,91	196,07	23,47	15,38	19,54	725	22,60	801	18,72
1400	176,39	177,23	200	191,91	196,07	23,31	15,22	19,38	732,5	22,37	797	18,53
1600	176,56	177,60	200	191,91	196,07	23,14	15,05	19,21	740	22,14	793	18,35
1800	176,77	177,97	200	191,91	196,07	22,93	14,84	19,00	747,5	21,92	789	18,16
2000	177,01	178,35	200	191,91	196,07	22,69	14,60	18,76	825	19,86	736	15,81

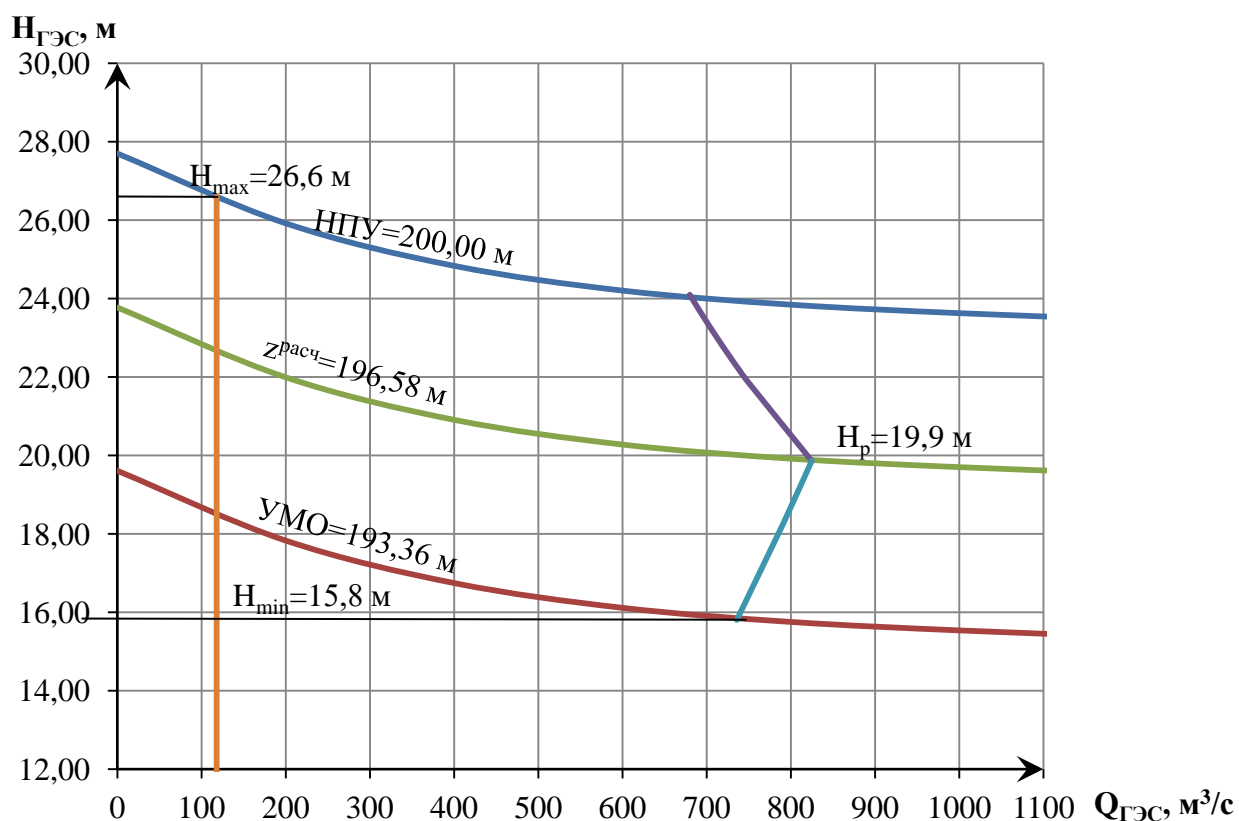


Рисунок 3.1 – Режимное поле Хантынтайской ГЭС

Из режимного поля определены следующие параметры:

- максимальный напор: $H_{\text{max}}=26,6 \text{ м}$, при минимальном расходе ГЭС равным $118 \text{ м}^3/\text{с}$;
- расчетный напор: $H_{\text{р}}=19,9 \text{ м}$, при максимальном расходе ГЭС равным $824 \text{ м}^3/\text{с}$;
- минимальный напор: $H_{\text{min}}=15,8 \text{ м}$.

Эти параметры необходимы для того, чтобы выбрать тип гидротурбинного оборудования.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Начальным этапом выбора энергетического оборудования является анализ режимного поля. При минимальном расходе в отметке НПУ получается, максимальный напор 26,6 метра. Поэтому подойдут турбины с максимальным напором до 30 метров.

Из каталога подходят турбины системы поворотно-лопастных, двух типов: ПЛ30а-В и ПЛ30б-В.

Используя исходные данные и таблицу 3.2 можно производить расчет. Для начала необходимо задаться диаметрами рабочего колеса. Диапазон диаметров РК для ПЛ-турбин (1,25-10) м.

Таблица 3.2 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

Параметр		ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
Предельный напор гидротурбины	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	30	30
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{\text{opt}}, \text{ мин}^{-1}$	126	130
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{\text{opt}}, \text{ л/с}$	890	1270
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{m opt}}$	0,912	0,911
Максимальный приведенный расход	$Q'_{\text{max}}, \text{ л/с}$	1950	1900
Коэффициент кавитации при максимальном приведенном расходе	$\sigma(Q'_{\text{max}})$	1	1
Диаметр рабочего колеса модели	$D_{\text{lm}}, \text{ м}$	0,46	0,46
Напор на модельной турбине	$H_{\text{m}}, \text{ м}$	4	8
Температура воды испытаний модельной турбины	$t_{\text{m}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	5	21

Далее рассчитывается КПД натурной гидротурбины для каждого диаметра по формуле:

$$\eta_n = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{\text{lm}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_n}{v_m}} \right], \quad (3.4)$$

где η_n, η_m , - КПД натурной и модельной гидротурбины;

$\varepsilon=0,75$ - коэффициент, выражающий отношение потерь трения жидкости к гидравлическим потерям;

D_1, D_{lm} - диаметры натурных и модельных рабочих колес;

H_p^N, H_m - напоры расчетный при установленной мощности и модельной гидротурбины соответственно;

v_n, v_m - коэффициенты кинематической вязкости натурной и модельной гидротурбины, зависящие от температуры.

Мощность одного агрегата вычисляется по формуле:

$$N'_{GA} = 9,81 \cdot Q'_{p.m.} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_m \cdot \eta_c^{cp}, \quad (3.5)$$

где $Q'_{p.m.}$ - приведенный расход в расчетной точке;
 η_c^{cp} - средний КПД гидрогенератора.

Приведенное число гидроагрегатов:

$$Z'_{GA} = \frac{N_{усм}^{ГЭС}}{N'_{GA}}. \quad (3.6)$$

Для того чтобы найти уточненную мощность агрегата, нужно принять уточненное число агрегатов Z_{GA} . Нужно приведенное число агрегатов округлить до большего целого числа.

Отсюда уточненная мощность агрегата:

$$N_{GA} = \frac{N_{усм}^{ГЭС}}{Z_{GA}}. \quad (3.7)$$

Поправка на приведенную частоту вращения от перехода от модели к натуре:

$$\Delta_p = \frac{\eta_m}{\eta_m}. \quad (3.8)$$

Расчетная синхронная частота вращения вычисляется по формуле:

$$n'_c = n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta_p} \cdot \frac{1}{D_1}, \quad (3.9)$$

где n'_{1p} - приведенная частота вращения в расчетной точке (определяется из главной универсальной характеристики).

Расчетная синхронная частота вращения округляют до ближайшего большего в ряде значения n_c .

Приведенная частота вращения вычисляется для максимального, расчетного и минимального напоров по формуле:

$$n'_{1max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta_p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta_p}}, \quad (3.11)$$

$$n'_{1min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta_p}}. \quad (3.12)$$

На главных универсальных характеристиках проводим линии n'_{1max} , n'_{1p} , n'_{1min} . После построения необходимо построить рабочую зону работы гидротурбины. Для этого нужно найти расчетную и максимальную точки. Рассчитывается при помощи уравнения:

$$Q'_1 \cdot \eta_H = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_r^{cp}}}, \quad (3.13)$$

$$Q'_{1max} \cdot \eta_H = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max} \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \eta_r^{cp}}}. \quad (3.14)$$

Для построения рабочей зоны работы гидротурбины необходимо учесть минимальный расход, отпускаемый в нижний бьеф. В данном проекте минимальный расход связан с базовой составляющей, то есть минимальный расход является расходом на водохозяйственный комплекс. Число агрегатов принимаем за $z_a=1$, для обеспечения санитарного попуска.

Приведенный минимальный расход при максимальном напоре:

$$Q'_{max.сан} = \frac{Q_{min}}{Z_{ГА} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p} \cdot H_{max}}. \quad (3.15)$$

Приведенный минимальный расход при минимальном напоре:

$$Q'_{min.сан} = \frac{Q_{min}}{Z_{ГА} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p} \cdot H_{min}}. \quad (3.16)$$

Результаты расчетов выбора гидротурбины представлены в Приложении В, таблица В.1.

Проанализировав результаты расчетов выбора гидротурбины, была выбрана турбина ПЛ306-В-560 с мощностью $N_{ГА}=35250$ кВт, диаметром рабочего колеса $D_1=5,6$ м, с частотой вращения $n_c=107,1$ об/мин, количество агрегатов принимаем $Z_a=4$. Главная универсальная характеристика с отмеченной зоной работы гидротурбины представлена в Приложении В, рисунок В.1.

3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Чтобы определить отметку рабочего колеса нужно учесть её бескавитационную работу. Поэтому отметка рабочего колеса:

$$\nabla z_{pk} = \nabla z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.17)$$

где, $\nabla z_{НБ}(Q_{НБ})$ - отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода в нижнем бьефе;

H_S - высота отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется одного из трех неблагоприятных режимов работы турбины, то есть в режиме работы, при котором возникает кавитация:

- 1) Работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре;
- 2) Работа одного агрегата с установленной мощностью при максимальном напоре;
- 3) Работа одного агрегата с минимальным напором и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Расчет для первого режима работы:

Расход в данном режиме работы:

$$Q_{(1)} = Q'_{1\text{расч}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_p^N} = 1,449 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{1,037 \cdot 19,9} = 206 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.18)$$

По зависимости отметок нижнего бьефа от летних расходов определяем отметку нижнего бьефа при расходе в данном режиме работы $V_{Z_{HB}}(Q_{(1)})$, которая равняется 173,82 м. По главной универсальной характеристике определяем коэффициент кавитации при расчетном расходе, которая равна $\sigma_{(1)} = 0,47$.

Высота отсасывания:

$$H_{S(1)} = 10,33 - \frac{V_{Z_{HB}}(Q_{(1)})}{900} - H_p^N \cdot \sigma_{(1)} - 1,5 = 10,33 - \frac{173,82}{900} - 19,9 \cdot 0,47 - 1,5 = -0,72 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Расчет для второго режима работы:

Расход в данном режиме работы:

$$Q_{(2)} = Q'_{1\text{max}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{\text{max}}} = 1,449 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{1,037 \cdot 19,9} = 154 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$

По зависимости отметок нижнего бьефа от летних расходов определяем отметку нижнего бьефа при расходе в данном режиме работы $V_{Z_{HB}}(Q_{(2)})$, которая равняется 173,45 м. По главной универсальной характеристике определяем коэффициент кавитации при расчетном расходе, которая равна $\sigma_{(2)} = 0,47$.

Высота отсасывания:

$$H_{S(2)} = 10,33 - \frac{V_{Z_{HB}}(Q_{(2)})}{900} - H_{\text{max}} \cdot \sigma_{(2)} - 1,5 =$$

$$= 10,33 - \frac{173,43}{900} - 26,6 \cdot 0,2 - 1,5 = 3,32 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Расчет для третьего режима работы:

Расход в данном режиме работы:

$$Q_{(3)} = Q'_{1min} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{min}} = 1,38 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{1,037 \cdot 15,8} = 175 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.22)$$

По зависимости отметок нижнего бьефа от летних расходов определяем отметку нижнего бьефа при расходе в данном режиме работы $\nabla z_{НБ}(Q_{(3)})$, которая равняется 173,60 м. По главной универсальной характеристике определяем коэффициент кавитации при расчетном расходе, которая равна $\sigma_{(3)} = 0,4$.

Высота отсасывания:

$$H_{S(3)} = 10,33 - \frac{\nabla z_{НБ}(Q_{(3)})}{900} - H_{max} \cdot \sigma_{(3)} - 1,5 = 10,33 - \frac{173,6}{900} - 15,8 \cdot 0,4 - 1,5 = 2,32 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Полученные результаты заносятся в таблицу 3.3:

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	z_a	n_c , об/мин	$N_{ГА}$, МВт	$H_{S(1)}$, м	$H_{S(2)}$, м	$H_{S(3)}$, м
ПЛ306-В	5,6	4	107,1	35,25	-0,72	3,32	2,32

Заглубление рабочего колеса для каждой из вычисленных высот отсасывания:

$$\nabla Z_{РК1} = \nabla z_{НБ}(Q_{(1)}) + H_{S(1)} = 173,82 - 0,72 = 173,1 \text{ м.} \quad (3.24)$$

$$\nabla Z_{РК2} = \nabla z_{НБ}(Q_{(2)}) + H_{S(2)} = 173,43 + 3,32 = 176,75 \text{ м.} \quad (3.25)$$

$$\nabla Z_{РК3} = \nabla z_{НБ}(Q_{(3)}) + H_{S(3)} = 173,6 + 2,32 = 175,92 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Из всех полученных значений отметки заглубления рабочего колеса, принимается минимальное значение, $\nabla Z_{РК} = 173,1 \text{ м.}$

После определения отметки установки рабочего колеса, она отмечается на компоновочном чертеже установки.

3.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор является одним из важных оборудования для выработки электроэнергии. Поэтому выбирают его с особой точностью.

Для выбора гидрогенератора необходимо: частота вращения, мощность агрегата и число пар полюсов.

Число пар полюсов:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n} = \frac{60 \cdot 50}{107,1} = 56, \quad (3.27)$$

где f – частота сети, в ОЭС России частота сети равна 50 Гц;

n – частота вращения агрегата.

По каталогу выбираем гидрогенератор ВГС 850/135-56 УХЛ4. Технические данные гидрогенератора представлены в таблице 3.4:

Таблица 3.4 – Технические данные гидрогенератора

Тип		ВГС 850/135-56 УХЛ4
мощность номинальная	полная, МВА	43,75
	активная, МВт	35
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		107,1
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		3
номинальный ток статора, А		2406
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1005
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		275
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное x_d	0,86
	переходное x_d'	0,3
	сверхпереходное x_d''	0,19
индуктивное сопротивление обратной последовательности x_2		0,232
емкость обмотки статора, мкФ		0,61
соединение фаз обмотки статора		звезда
количество выводов генератора	главных	1
	нейтральных	1
режим работы нейтрали		изолированная
тип возбуждения/вспомогательный генератор		независимое тиристорное/ В-235/46-56 УХЛ4

После выбора гидрогенератора выяснилось, что он будет работать с перегрузкой, которая равна:

$$\Delta = \frac{P_{agr} - P_{ном}}{P_{agr}} \cdot 100\% = \frac{35250 - 35000}{35250} \cdot 100\% = 0,71\% < 10\%. \quad (3.28)$$

Из этого следует, что данный гидрогенератор может работать во всех режимах работах ГЭС.

3.2.2 Расчет вала и подшипников

Вал является связующим звеном между гидротурбиной и гидрогенератором. Он воспринимает крутящие и сжимающие нагрузки. Расчет вала ведется по крутящим нагрузкам.

Крутящий момент на валу:

$$M_{кр} = 0,0974 \cdot \frac{N_{ГА}}{n_c} = 0,0974 \cdot \frac{35250}{107,1} = 3,21 \text{ МН} \cdot \text{м}. \quad (3.29)$$

Отсюда наружный диаметр вала:

$$D_B^* = \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{3,21}{33} \right)^{0,33} = 0,793 \text{ м}, \quad (3.30)$$

где $[\tau_{доп}] = 33$ — это допустимое скручивающее усилие на валу.

Наружный диаметр вала принимаем $D_B = 0,8 \text{ м}$.

Направляющий подшипник выбирается по критерию работоспособности. Для этого необходимо узнать радиальную силу на рабочем колесе:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N_{agr}}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 35250}{107,1 \cdot 5,6} = 47,02 \text{ кН}; \quad (3.31)$$

Рассмотрим кольцевой подшипник:

Диаметр вала под подшипником принимается $d_{п} = 0,82 \text{ м}$;

Высота подшипника $h_{п} = 0,3 \text{ м}$;

Удельное давление для кольцевого подшипника равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} = \frac{47,02}{0,82 \cdot 0,3} = 191,13 \text{ кПа}. \quad (3.32)$$

Допустимое удельное давление:

$$[p_{уд}] = 29 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} \right) = 29 \cdot \left(\frac{\pi \cdot 107,1 \cdot 0,82}{30} \right) = 266,7 \text{ кПа}. \quad (3.33)$$

$p_{уд} < [p_{уд}]$, условие выполняется, значит, подшипник подходит.

Рассмотрим сегментный подшипник:

Для данного подшипника при диаметре вала 0,8 м, принимается число сегментов $Z_{\text{сегм}}=8$.

Усилие на наиболее загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2\cdot\cos\alpha+2\cdot\cos 2\alpha} = \frac{47,02}{1+2\cdot\cos 45^\circ+2\cdot\cos (2\cdot 45^\circ)} = 19,46 \text{ кПа}, \quad (3.34)$$

где α -центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.35)$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,87\cdot\pi\cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,87\cdot\pi\cdot 0,82}{8} = 0,28 \text{ м}. \quad (3.36)$$

Удельное давление на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}}\cdot h_{\text{п}}} = \frac{47,02}{0,28\cdot 0,3} = 559,7 \text{ кПа}. \quad (3.37)$$

Допустимое удельное давление:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_{\text{с}} \cdot d_{\text{п}}}{30} \right) = 50 \cdot \left(\frac{\pi \cdot 107,1 \cdot 0,82}{30} \right) = 459,8 \text{ кПа}. \quad (3.38)$$

$p_{\text{уд}} > [p_{\text{уд}}]$, условие не выполняется, значит, подшипник не подходит.

В результате расчета подшипников выбираем кольцевой подшипник с водяным охлаждением.

3.2.3 Выбор типа и размеров маслонапорной установки (МНУ) и регулятора частоты вращения

Для управления открытием направляющего аппарата и углом поворота лопастей рабочего колеса, для смазки подпятника необходимо иметь на гидроэлектростанции масляное хозяйство. Этот комплекс состоит из маслонапорной установки, регулятора частоты вращения, маслохранилища, трубопроводов и насосов для перекачки масла.

Маслонапорная установка (МНУ) состоит из гидроаккумулятора маслонасосного агрегата и аппаратуры автоматики.

Для турбины Хантынской ГЭС в каталоге была выбрана следующая МНУ:

МНУ8/1-40-8-2, в которой включены:

- Гидроаккумулятор: ГА8/1-40. Габариты представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Размеры гидроаккумулятора ГА8/1-40

Обозначение	Размер, мм							
	D	D ₁	H	H ₁	H ₂	D _H	d _H	d
ГА 8/1-40	1860	2260	3670	3100	-	150	-	70

Вместимость: 8 м³, Сосудов 1.

- Маслонасосный агрегат: МА8-2. Габариты маслонасосного агрегата представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Размеры маслонасосного агрегата МА8-2

Обозначение	Размеры, мм											
	B	B ₁	B ₂	L	L ₁	L ₂	L ₃	H	H ₁	H ₂	H ₃	H ₄
МА8-2	2500	2716	1600	2500	2716	3030	1800	1300	1200	910	780	160

- Насос: 3В40/10ГТ.

Количество: 2 шт.; Подача: 8,9 л/с; Мощность: 53 кВт.

- Двигатель: 4А225М4.

Количество: 2 шт.; Мощность: 55 кВт; Частота вращения: 1450 об/мин.

Масса МНУ: 11,2 т.

Для управления частотой вращения турбины, применяется регулятор частоты. Выбираем:

- ЭГРК-МП-150-4, который состоит из:

- Панели электрооборудования типа ЭГР-МП. Конструктивное исполнение панели ЭГР-МП представлено в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Конструктивное исполнение панели ЭГР-МП

Тип панели	Конструктивное исполнение	Монтаж	Размеры, мм	Масса, кг
ЭГР-МП	открытое	печатный	335x575x2400	150

- Гидромеханической колонки управления типа ЭГРК-150-4. Габаритные размеры гидромеханической колонки ЭГРК-150-4 представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Габаритные размеры гидромеханической колонки ЭГРК-150-4

Тип колонки	Размеры, мм									
	D	D ₁	D ₂	L	L ₁	L ₂	H	H ₁	H ₂	H ₃
ЭГРК-150-4	150	200	250	250	100	225	730	306	230	430

3.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

Для определения геометрических размеров проточной части, необходимо произвести расчет бетонной спиральной камеры, отсасывающей трубы. По данным модельных испытаний для модельной турбины подобной ПЛ 306-В-560 принимается бетонная трапециевидальная спиральная камера с углом обхвата 187,5°.

Радиус спиральной камеры на входе:

$$r_{\text{вх}} = 1,663 \cdot D_1 = 1,663 \cdot 5,6 = 9,31 \text{ м.} \quad (3.39)$$

Ширина входного отверстия (приближенно):

$$B'_{\text{вх}} = 2,695 \cdot D_1 = 2,695 \cdot 5,6 = 15,1 \text{ м.} \quad (3.40)$$

Необходима установка быка, тогда ширина входного отверстия:

$$B_{\text{вх}} = B'_{\text{вх}} + \delta_{\text{бык}} = 15,1 + 2 = 17,1 \text{ м,} \quad (3.41)$$

где $\delta_{\text{бык}}$ - толщина промежуточного быка, равная:

$$\delta_{\text{бык}} = 1,5 + \frac{Q_{(1)}}{400} = 1,5 + \frac{206}{400} \approx 2 \text{ м.} \quad (3.42)$$

Приблизительная ширина выходного отверстия (из отсасывающей трубы):

$$B'_{\text{вых}} = 2,765 \cdot D_1 = 2,765 \cdot 5,6 = 15,5 \text{ м.} \quad (3.43)$$

Ширина выходного отверстия:

$$B_{\text{вых}} = B'_{\text{вых}} + \delta_{\text{бык}} = 15,5 + 2 = 17,5 \text{ м,} \quad (3.44)$$

На рисунке 3.2 представлена проточная часть гидроагрегата Хантынтайской ГЭС. Пунктирной линии обозначена часть отсасывающей трубы (находящейся ниже, чем спиральная камера).

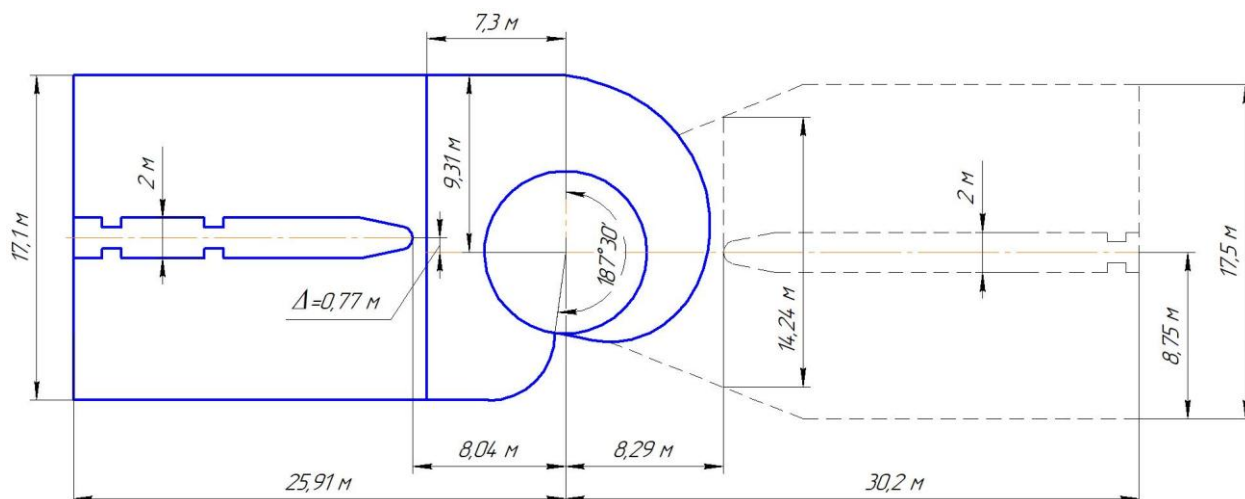


Рисунок 3.2 – Проточная часть гидроагрегата Хантынтайской ГЭС

Рассчитаем рекомендуемую ширину одной секции машинного зала:

$$L_{1c} = \frac{\delta_{вб}}{2} + B_{вх} + \delta_{вб} = \frac{3}{2} + 17,1 + 3 = 21,6 \text{ м}, \quad (3.45)$$

где $\delta_{вб}$ – толщина внешнего быка.

Ширина станционной части:

$$L_{МЗ} = 4 \cdot L_{1c} + \frac{\delta_{вб}}{2} + B_{вх} + 3 \cdot \delta_{вб} = 4 \cdot 21,6 + \frac{3}{2} + 17,1 + 3 \cdot 3 = 107,7 \text{ м}. \quad (3.46)$$

Из них ширина машинного зала равна 101,7 м.

3.4 Подъемно-транспортное оборудование

Для машинного зала выбирается мостовой кран грузоподъемностью 250/32 т. Производитель ООО «Уралмашзавод».

Для подъема затворов в верхнем и нижнем бьефе выбирается козловые краны по «ГЭС-аналогу» с грузоподъемностью 100+100+100/32 и 125 тонн соответственно.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических присоединений и схемы собственных нужд

4.1.1 Выбор силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы выбираются в зависимости от компоновки главной схемы ГЭС. Рассмотрим 2 варианта: обычный блок и укрупненный блок.

1) Для обычного блока представим структурную схему, которая представлена на рисунке 4.1:

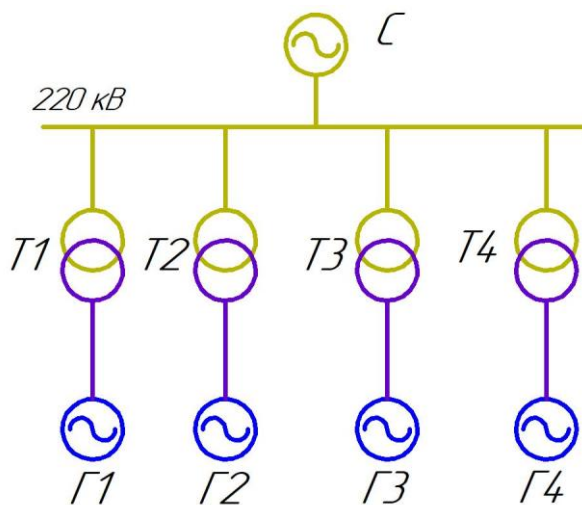


Рисунок 4.1 – Структурная схема обычного блока

Рассчитаем мощность собственных нужд для ГЭС:

$$P_{\text{сн}} = 0,01 \cdot P_{\text{ГЭС}} = 0,01 \cdot 141 = 1,41 \text{ МВт}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{ГЭС}}$ – установленная мощность ГЭС.

Выбираем 2 трансформатора собственных нужд типа ТСЗ-1000/10

Параметры: $U_{\text{ВН}}=10,5$ кВ; $U_{\text{НН}}=0,4$ кВ; $\Delta P_{\text{х}}=1,92$ кВт; $\Delta P_{\text{к}}=8,5$ кВт; стоимость: 743,2 тыс.руб. Изготовитель: ООО «RU-TRANSFORMATOR» (Екатеринбург)

Мощность силового трансформатора:

$$S_{\text{т}} = \frac{P_{\text{ген}} - \frac{P_{\text{сн}}}{2}}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{35 - \frac{1,4}{2}}{0,8} = 42,88 \text{ МВт}, \quad (4.2)$$

где $P_{\text{ген}}$ – активная мощность генератора.

Выбираем силовой трансформатор типа ТДН-63000/220 УХЛ1;

Параметры: $S_{\text{ном}}=63$ МВА; $U_{\text{ВН}}=242$ кВ; $U_{\text{НН}}=10,5$ кВ; $\Delta P_x=45$ кВт; $\Delta P_k=265$ кВт; стоимость: 36,2 млн.руб. Изготовитель: ООО «Тольяттинский трансформатор» (Тольятти);

2) Для варианта с укрупненным блоком представим структурную схему, которая представлена на рисунке 4.2:

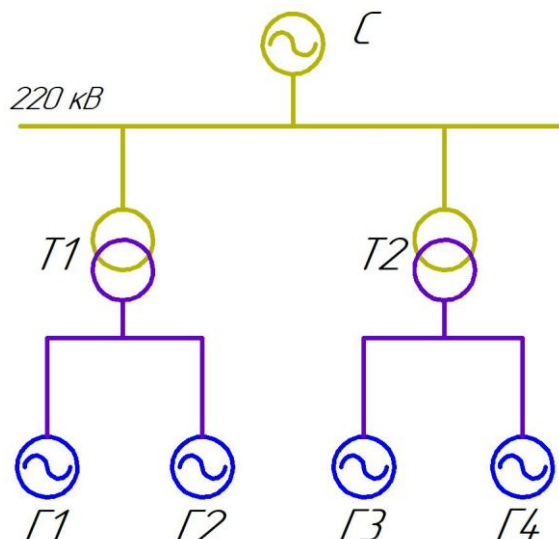


Рисунок 4.2 – Структурная схема укрупненного блока

Мощность силового трансформатора:

$$S_T = \frac{2 \cdot P_{\text{ген}} - \frac{P_{\text{сн}}}{2}}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 35 - \frac{1,4}{2}}{0,8} = 86,63 \text{ МВт.} \quad (4.3)$$

Выбираем силовой трансформатор типа ТДЦ-125000/220 УХЛ1;

Параметры: $S_{\text{ном}}=125$ МВА; $U_{\text{ВН}}=242$ кВ; $U_{\text{НН}}=10,5$ кВ; $\Delta P_x=90$ кВт; $\Delta P_k=380$ кВт; $U_k\%=11$; стоимость: 71,9 млн.руб. Изготовитель: ОАО «Электrozавод» (Уфа).

4.1.2 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения

Количество отходящих линий:

$$n_{\text{л}} = \frac{\frac{P_{\text{ГЭС}}}{\cos \varphi_{\text{ном}}} - \frac{P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{ном}}}}{\frac{P_{\text{пред}}}{\cos \varphi_{\text{ном}}}} + 1 = \frac{\frac{141}{0,8} - \frac{1,41}{0,8}}{\frac{135}{0,8}} + 1 = 2,03 \approx 2. \quad (4.4)$$

Выбираем провод марки АС-240/32 для напряжения 220 кВ. Допустимый ток $I_{\text{доп}}=605$ А.

Проверим провод по нагреву:

Для нормального режима работы:

$$I_{\text{норм}} = \frac{\frac{P_{\text{ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ном}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = \frac{\frac{141000}{0,8}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 231,27 \text{ А.} \quad (4.5)$$

Для аварийного режима работы (отключается одна линия):

$$I_{\text{авар}} = \frac{\frac{P_{\text{ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ном}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n_{\text{л}} - 1)} = \frac{\frac{141000}{0,8}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (2 - 1)} = 462,54 \text{ А.} \quad (4.6)$$

Проверяем условие нагрева:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{авар}};$$

$$605 \text{ А} \geq 462,54 \text{ А.}$$

Принимаем провод марки АС-240/32, так как провод проходит по условию нагрева.

4.1.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического обоснования (ТЭО)

Для того чтобы выбрать схему из вариантов, необходимо произвести технико-экономическое обоснование. Из двух вариантов выбирается такой, у которого приведенные затраты будут меньше.

1) Для первого варианта при количестве присоединении $n=6$ принимаем схему РУ 220-8 «Шестиугольник» с чередованием «два трансформатора-линия», которая представлена на рисунке 4.3:

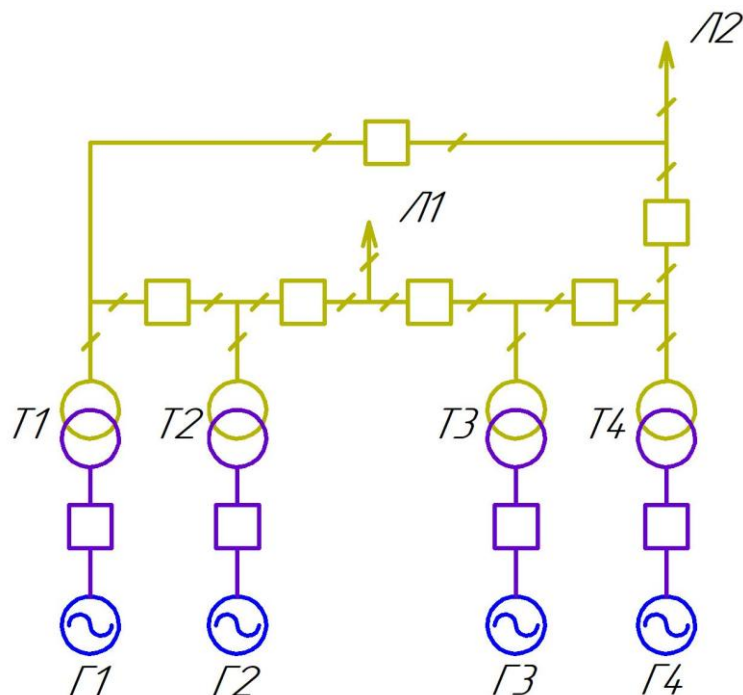


Рисунок 4.3 – Схема обычного блока с РУ «Шестиугольник»

Капиталовложения:

$$K = K_T + K_{ТСН} + K_{РУ} = 4 \cdot 36,2 + 2 \cdot 1,1 + 6 \cdot 12,5 = 222 \text{ млн. руб.} \quad (4.7)$$

Потери электрической энергии в 4хТДН-63000/220 УХЛ1:

$$\begin{aligned} \Delta A_T &= \frac{\Delta P_K}{n} \cdot \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_{max} + n \cdot \Delta P_X \cdot 8760 = \\ &= \frac{265}{4} \cdot \left(\frac{35}{63} \right)^2 \cdot 2886,2 + 4 \cdot 45 \cdot 8760 = 1635815,66 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (4.8)$$

где

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,2 \text{ ч.} \quad (4.9)$$

Потери электрической энергии в 2хТСЗ-1000/10:

$$\begin{aligned} \Delta A_{ТСН} &= \frac{\Delta P_K}{n} \cdot \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_{max} + n \cdot \Delta P_X \cdot 8760 = \\ &= \frac{8,5}{2} \cdot \left(\frac{700}{1000} \right)^2 \cdot 2886,2 + 2 \cdot 1,92 \cdot 8760 = 39648,91 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned} \quad (4.10)$$

Издержки:

$$\begin{aligned} И &= (\Delta A_T + \Delta A_{ТСН}) \cdot \gamma_0 = (1635815,66 + 39648,91) \cdot 0,74 = \\ &= 1,24 \text{ млн. руб.} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Приведенные затраты:

$$З_1 = E_H \cdot K + И = 0,15 \cdot 222 + 1,24 = 34,54 \text{ млн. руб.} \quad (4.12)$$

2) Для второго варианта при количестве присоединении $n=4$ принимаем схему РУ 220-7 «Четырехугольник», которая представлена на рисунке 4.4.

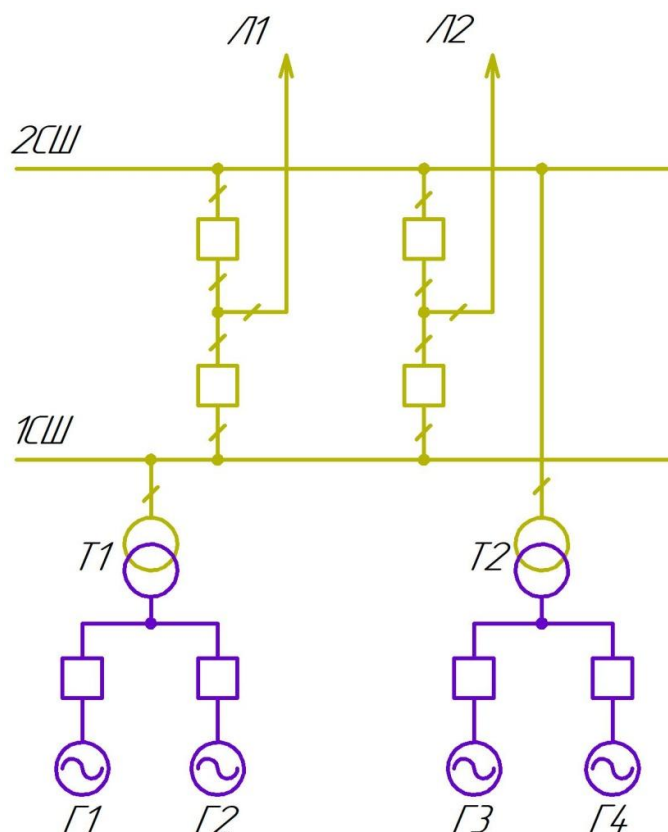


Рисунок 4.4 – Схема укрупненного блока с РУ «Четырехугольник»

Капиталовложения:

$$K = K_T + K_{ТЧН} + K_{РУ} = 2 \cdot 71,9 + 2 \cdot 1,1 + 4 \cdot 12,5 = 196 \text{ млн. руб.} \quad (4.13)$$

Потери электрической энергии в 2хТДЦ-125000/220 УХЛ1:

$$\begin{aligned} \Delta A_T &= \frac{\Delta P_K}{n} \cdot \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_{max} + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 = \\ &= \frac{380}{2} \cdot \left(\frac{70}{125} \right)^2 \cdot 2886,2 + 2 \cdot 90 \cdot 8760 = 1748771,34 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (4.14)$$

где

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right) \cdot 8760 = 2886,2 \text{ ч.} \quad (4.15)$$

Потери электрической энергии в 2хТСЗ-1000/10:

$$\begin{aligned} \Delta A_{ТЧН} &= \frac{\Delta P_K}{n} \cdot \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_{max} + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 = \\ &= \frac{8,5}{2} \cdot \left(\frac{700}{1000} \right)^2 \cdot 2886,2 + 2 \cdot 1,92 \cdot 8760 = 39648,91 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned} \quad (4.16)$$

Издержки:

$$И = (\Delta A_T + \Delta A_{TCH}) \cdot \gamma_0 = (1748771,34 + 39648,91) \cdot 0,74 = 1,32 \text{ млн. руб.} \quad (4.17)$$

Приведенные затраты:

$$З_2 = E_H \cdot K + И = 0,15 \cdot 196 + 1,32 = 30,72 \text{ млн. руб.} \quad (4.18)$$

Найдем разницу приведенных затрат между вариантами:

$$\delta = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{34,54 - 30,72}{34,54} \cdot 100\% = 11,05\%. \quad (4.19)$$

Принимаем вариант с укрупненным блоком и со схемой распределительного устройства «Четырехугольник», так как этот вариант более эффективен экономически и технически, чем вариант №1.

4.2 Выбор электротехнического оборудования

4.2.1 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

Для производства расчета токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме Хантынтайской ГЭС используем программный комплекс RastrWin3.

Рассмотрим 3 ситуации:

1) Трехфазное короткое замыкание на вводе генератора Г1 на рисунке 4.5;

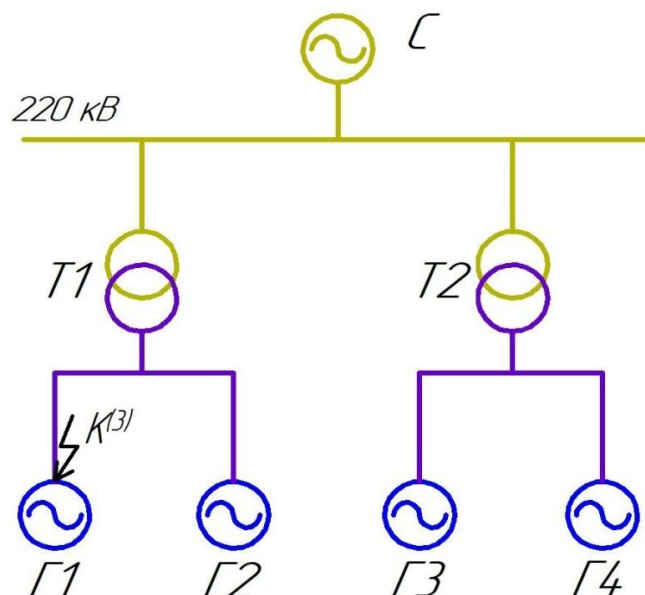


Рисунок 4.5 – Трехфазное короткое замыкание на вводе генератора Г1

2) Трехфазное короткое замыкание на сборных шинах ОРУ 220 кВ на рисунке 4.6;

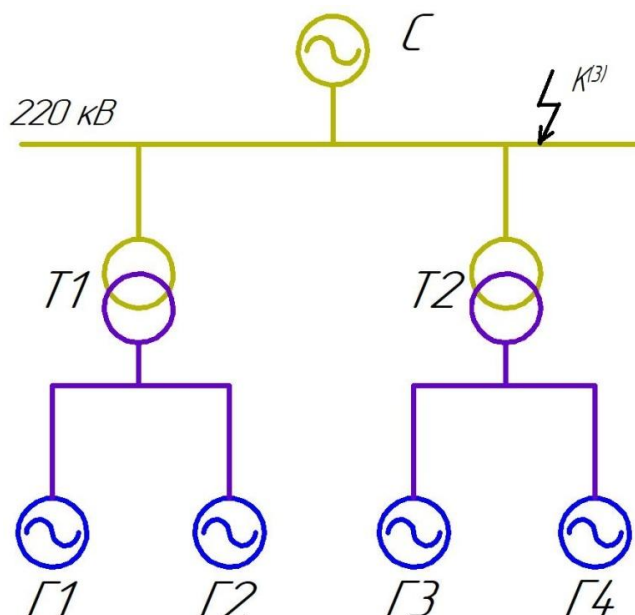


Рисунок 4.6 – Трехфазное короткое замыкание на сборных шинах ОРУ 220 кВ

3) Однофазное короткое замыкание на сборных шинах ОРУ 220 кВ на рисунке 4.7;

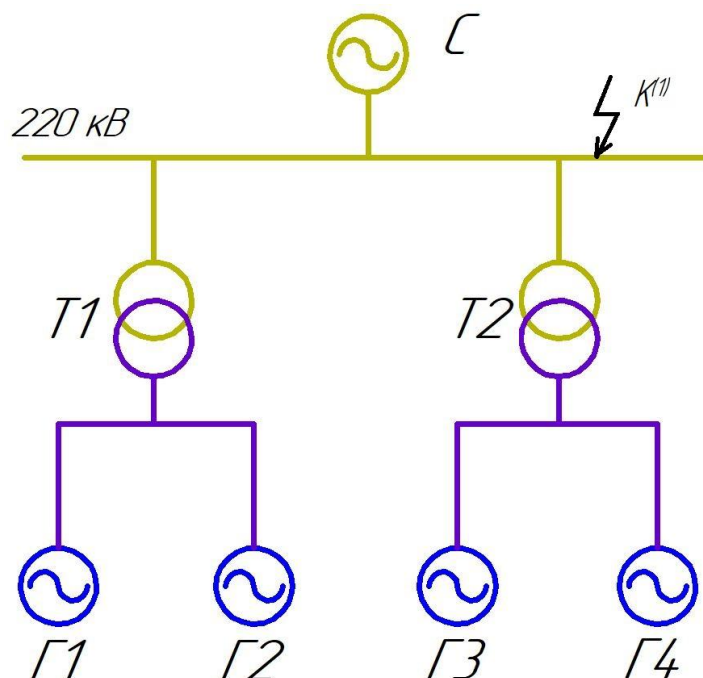


Рисунок 4.7 – Однофазное короткое замыкание на сборных шинах ОРУ 220 кВ

Для этого создаем файл формата .rst «динамика.rst» для расчета несимметрии и токов КЗ.

Таблица Узлы/Несим/ИД, где задаются узлы схемы и средние напряжение в узлах, которое принимается по шкале средних напряжений,

показаны на рисунке 4.8. Для генераторного напряжения принимаем 10,5 кВ, а для высшего напряжения на сборных шинах 230 кВ.

Состав/Несим								
Узлы/Несим/ИД								
Ветви/Несим/РС								
Генератор/Несим								
	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	1	Г1		10
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Г2		10
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Г3		10
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Г4		10
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Блок1		10
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Блок2		10
7	<input type="checkbox"/>			у	7	ОРУ		230
8	<input type="checkbox"/>			у	13	Система		230

Рисунок 4.8 – Таблица Узлы/Несим/ИД

Таблица Ветви/Несим/ИД, где соединяются узлы схемы и вводятся сопротивления прямой и нулевой последовательности и коэффициенты трансформации, показана на рисунке 4.9.

Состав/Несим																	
Узлы/Несим/ИД																	
Генератор/Несим																	
Ветви																	
Ветви/Несим/ИД																	
<div><div></div><div></div></div>																	
	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г	r0	x0
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	5		Г1 - Блок1								
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Г2 - Блок1								
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Г3 - Блок2								
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	6		Г4 - Блок2								
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	5		ОРУ - Блок1	1,42	46,55				0,046	1,420	46,552
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	6		ОРУ - Блок2	1,42	46,55				0,046	1,420	46,552
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	7	13		ОРУ - Система	19,48	70,04		0,0			19,480	245,140
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	7	13		ОРУ - Система	19,48	70,04		0,0			19,480	245,140

Рисунок 4.9 – Таблица Ветви/Несим/ИД

Таблица Генераторы/Несим, где задаются сопротивлениями и ЭДС гидрогенераторов и системы, показана на рисунке 4.10.

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,034	0,479	0,034	0,479	0,034	0,479	11,870
2			2	Г2	2	0,034	0,479	0,034	0,479	0,034	0,479	11,870
3			3	Г3	3	0,034	0,479	0,034	0,479	0,034	0,479	11,870
4			4	Г4	4	0,034	0,479	0,034	0,479	0,034	0,479	11,870
5			5	Система	13	37,420	352,660	37,420	352,660	37,420	352,660	230,000

Рисунок 4.10 – Таблица Генераторы/Несим

После задания исходных данных производим расчет токов короткого замыкания. Результаты представлены на рисунке 4.11, 4.12 и 4.13.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1
1		1	1	3ф	1	48,3704

Рисунок 4.11 – Таблица Состав/Несим: расчет токов трехфазного короткого замыкания на вводе Г1

	№	№ сост	Тип	П 1	I 1
1	1	1	3ф	7	2,1964

Рисунок 4.12 – Таблица Состав/Несим: расчет токов трехфазного короткого замыкания на сборных шинах ОРУ

S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	I 2	I 0
1	1	1	1ф	7	0,9420	0,9420	0,9420

Рисунок 4.13 – Таблица Состав/Несим: расчет токов однофазного короткого замыкания на сборных шинах ОРУ

Значение полного тока однофазного короткого замыкания на сборных шинах ОРУ:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot I_{1,\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot 0,942 = 2,83 \text{ кА.} \quad (4.20)$$

Определим ударный ток для трехфазного короткого замыкания на вводе генератора Г1. В программном комплексе RastrWin3 можно определить только эквивалентные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности. Результаты расчета шунта для трехфазного короткого замыкания на вводе генератора показаны на рисунке 4.14:

Рисунок 4.14 – Расчет шунта трехфазного короткого замыкания на вводе генератора Г1

Найдем время затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a^{(3)} = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma} = \frac{0,139}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,011} = 0,0402 \text{ с.} \quad (4.21)$$

Найдем ударный ток для трехфазного короткого замыкания на вводе генератора Г1:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-0,01/T_a^{(3)}} \right) = \sqrt{2} \cdot 48,37 \cdot \left(1 + e^{-0,01/0,0402} \right) = 121,75 \text{ кА.} \quad (4.22)$$

Результаты расчета шунта для трехфазного короткого замыкания на сборных шинах ОРУ показаны на рисунке 4.15:

Рисунок 4.15 – Расчет шунта трехфазного короткого замыкания на сборных шинах ОРУ

Найдем время затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_a^{(3)} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{66,775}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 4,669} = 0,0455 \text{ с.} \quad (4.23)$$

Найдем ударный ток для трехфазного короткого замыкания на сборных шинах ОРУ:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-0,01/T_a^{(3)}} \right) = \sqrt{2} \cdot 2,1964 \cdot \left(1 + e^{-0,01/0,0455} \right) = 5,6 \text{ кА.} \quad (4.24)$$

Результаты расчета шунта для однофазного короткого замыкания на сборных шинах ОРУ показаны на рисунке 4.16:

Рисунок 4.16 – Расчет шунта однофазного короткого замыкания на сборных шинах ОРУ

Найдем время затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a^{(1)} = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma} = \frac{88,969}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 5,471} = 0,0517 \text{ с.} \quad (4.25)$$

Найдем ударный ток для трехфазного короткого замыкания на вводе генератора Г1:

$$i_{уд}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{1,по}^{(1)} \cdot \left(1 + e^{-0,01/T_a^{(1)}} \right) = \sqrt{2} \cdot 2,83 \cdot \left(1 + e^{-0,01/0,0517} \right) = 7,3 \text{ кА.} \quad (4.26)$$

После расчета токов короткого замыкания производится выбор электрических аппаратов.

4.2.2 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

Для выбора электрических аппаратов необходимо рассчитать токи рабочего режима. Токи аварийного режима это токи короткого замыкания и ударные токи.

Рабочий максимальный ток генератора:

$$I_{max \text{ .раб.ген}} = 1,05 \cdot I_{ном.ген} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,05 \cdot \frac{43,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,523 \text{ кА.} \quad (4.27)$$

Рабочий максимальный ток ВН трансформатора:

$$I_{\max.\text{раб.тр-ор}} = 1,05 \cdot I_{\text{ном.тр-ор}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,313 \text{ кА.} \quad (4.28)$$

Тепловой импульс, выделяемым током короткого замыкания:

$$B_{K,\text{расч}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{выкл}} + t_{\text{рзИА}}); \quad (4.29)$$

$$B_{K,\text{ном}} = I_t^2 \cdot t_t; \quad (4.30)$$

где $t_{\text{выкл}}$ -время срабатывания выключателя, $t_{\text{рзИА}}=0,01\text{с}$ -время срабатывания релейной защиты и автоматики; I_t -ток термической стойкости; $t_t=3\text{ с}$ -время протекания термической стойкости.

4.2.3 Выбор силовых выключателей и разъединителей

Для выбора выключателей и разъединителей существуют условия, которым должны соответствовать.

Выбор генераторного выключателя представлен в таблице 4.1:

Таблица 4.1 – Выбор генераторного выключателя

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ВГГ-10/63-4000 УЗ
$U_{\text{сети.ген}} \leq U_{\text{ном.выкл}}$	10,5 кВ	(10-12) кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.выкл}}$	2,523 кА	4 кА
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.выкл}}$	48,37 кА	63 кА
$i_y \leq i_{\text{пр.скв}}$	121,75 кА	161 кА
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	257,37 кА ² ·с	11907 кА ² ·с
Изготовитель	ООО «Высоковольтный союз» (Нижняя Тура)	

Выбор генераторного разъединителя представлен в таблице 4.2:

Таблица 4.2 – Выбор генераторного разъединителя

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры РВР(3) 2-10/4000 МУЗ
$U_{\text{сети.ген}} \leq U_{\text{ном.выкл}}$	10,5 кВ	(10-12) кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.выкл}}$	2,523 кА	4 кА
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.выкл}}$	48,37 кА	50 кА
$i_y \leq i_{\text{пр.скв}}$	121,75 кА	125 кА
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	257,37 кА ² ·с	7500 кА ² ·с
Изготовитель	ЗАО «ЗЭТО» (Великие Луки)	

Выбор выключателя для ОРУ представлен в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Выбор выключателя для ОРУ

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ВЭБ-220 УХЛ1
$U_{\text{сети.ген}} \leq U_{\text{ном.выкл}}$	220 кВ	(220-252) кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.выкл}}$	0,313 кА	2,5 кА
$i_y \leq i_{\text{пр.скв}}$	7,3 кА	125 кА
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	0,88 кА ² ·с	7500 кА ² ·с
Изготовитель	АО «Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург)	

Выбор разъединителя для ОРУ представлен в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Выбор разъединителя для ОРУ.

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры РГП-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети.ген}} \leq U_{\text{ном.выкл}}$	220 кВ	(220-252) кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.выкл}}$	0,313 кА	1 кА
$i_y \leq i_{\text{пр.скв}}$	7,3 кА	80 кА
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	0,88 кА ² ·с	2976,75 кА ² ·с
Изготовитель	ЗАО «ЗЭТО» (Великие Луки)	

Выбор анализатора и синхронизатора представлен в таблице 4.5:

Таблица 4.5 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Модель	Тип подключения	Мощность
Анализатор	ЦМК120С	Ethernet 10/100Base TX	6,4 ВА
Синхронизатор	АС-МЗ	Ethernet	19,2 ВА
		Суммарная мощность	25,6 ВА

4.2.4 Выбор измерительных трансформаторов

Трансформаторы напряжения необходимы для преобразования параметров электрической цепи в удобные для измерений. К ним подключаются терминалы измерений, терминалы релейной защиты и автоматики.

Выбор трансформатора тока и напряжения для генераторного напряжения представлен в таблице 4.6:

Таблица 4.6 – Выбор трансформатора тока и напряжения на генераторном напряжении

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ЦТТН-10
$U_{\text{сети.ген}} \leq U_{\text{ном}}$	10,5 кВ	10,5 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	2523 А	3000 А
$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$	6,4 ВА	10 ВА
Изготовитель	ООО «Цифровые измерительные трансформаторы» (Иваново)	

Для открытого распределительного устройства выбираем:

- для сборных шин делитель напряжения ДНЕЭ-220 УХЛ1 представленный в таблице 4.7;
- для установки на линиях комплексный оптический трансформатор тока ЦТТН-220 УХЛ1, представленный в таблице 4.8.

Таблица 4.7 – Выбор трансформаторов напряжения для ОРУ

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ДНЕЭ-220 УХЛ1
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	313 А	1000 А
$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$	6,4 ВА	62,5 ВА
Изготовитель	АО «Профотек» (Москва).	

Таблица 4.8 – Выбор трансформатора тока для ОРУ

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ЦТТН-220 УХЛ1
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	313 А	1000 А
$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$	6,4 ВА	12,5 ВА
Изготовитель	ООО «Цифровые измерительные трансформаторы» (Иваново)	

4.2.5 Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) и заградительных фильтров

Для ОРУ 220 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп-220/176/10/500 УХЛ1. Изготовитель: ООО «Разряд-М».

Выбираем конденсатор связи типа КСА-220-3,2 УХЛ1 емкостью 3200 пФ. Изготовитель: ООО «Росэнергосервис».

Выбираем ВЧ-заградитель типа ВЗ-630-0,25 УХЛ1 индуктивностью 0,25 мГн. Изготовитель: ЗАО НПП «Электронные информационные системы» (Екатеринбург).

4.2.6 Выбор дизель-генераторной установки (ДГУ)

Выбираем дизель-генераторную установку АД-1500С-Т400 мощностью 1,5 МВт. Напряжение 380 В.

5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

5.1 Перечень защит основного электрооборудования

В соответствии с [23] по мощности и напряжению гидрогенератора, трансформаторов и линии принимаем к установке следующие виды защит.

На главном генераторе ГГ(GG) ВГС 850/135-56 УХЛ4:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

На вспомогательном генераторе В-235/46-12 УХЛ4:

- Продольная дифференциальная защита вспомогательного генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора и на его выводах;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита от перегрузки обмотки ротора.

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-125000/220 УХЛ1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита трансформатора от перегрева и потери охлаждения.

На трансформаторе собственных нужд ТСЗ-1000/10 У4:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:

- Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.2 Расчет защит и выбор уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита главного генератора (IΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора – основная быстродействующая и чувствительная защита от межфазных коротких замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита подключается к измерительным трансформаторам тока на главных и нулевых выводах.

- 1) Найдем уставку начального тока срабатывания:
Ток небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2406 = 120,3 \text{ А } (0,05 \cdot I_N), \quad (5.1)$$

где $K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 f_i – относительная погрешность трансформаторов тока.
 Уставка начального тока срабатывания:

$$I_{ср.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 120,3 = 240,6 \text{ А } (0,1 \cdot I_N), \quad (5.2)$$

где K_N - коэффициент надежности.

Принимаем уставку начального тока срабатывания: $I_{ср.0} = 0,15 \cdot I_H$.

2) Найдем коэффициент торможения:

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{max} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 12663,2 = 1266,32 \text{ А}, \quad (5.3)$$

где $K_{АП}$ - коэффициент апериодической составляющей;

I_{max} - максимальный ток через трансформаторы тока в главных выводах при внешнем коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{max} = \frac{E''}{x_d} \cdot I_H = \frac{1}{0,19} \cdot 2406 = 12663,2 \text{ А}, \quad (5.4)$$

где E'' - сверхпереходная ЭДС генератора;

x_d - сверхпереходное сопротивление генератора.

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_{КГ}^{(3)}} = \frac{1266,32 \cdot 2}{48370} = 0,05; \quad (5.5)$$

Принимаем уставку коэффициента торможения $K_T = 0,3$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{ср*}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

4) Тормозной ток должен выполнять условие:

$$B \geq \frac{I_{ср*}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

Принимаем значение уставки тормозного тока равным $B = 1,5$.

Построим характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора (рисунок 5.1).

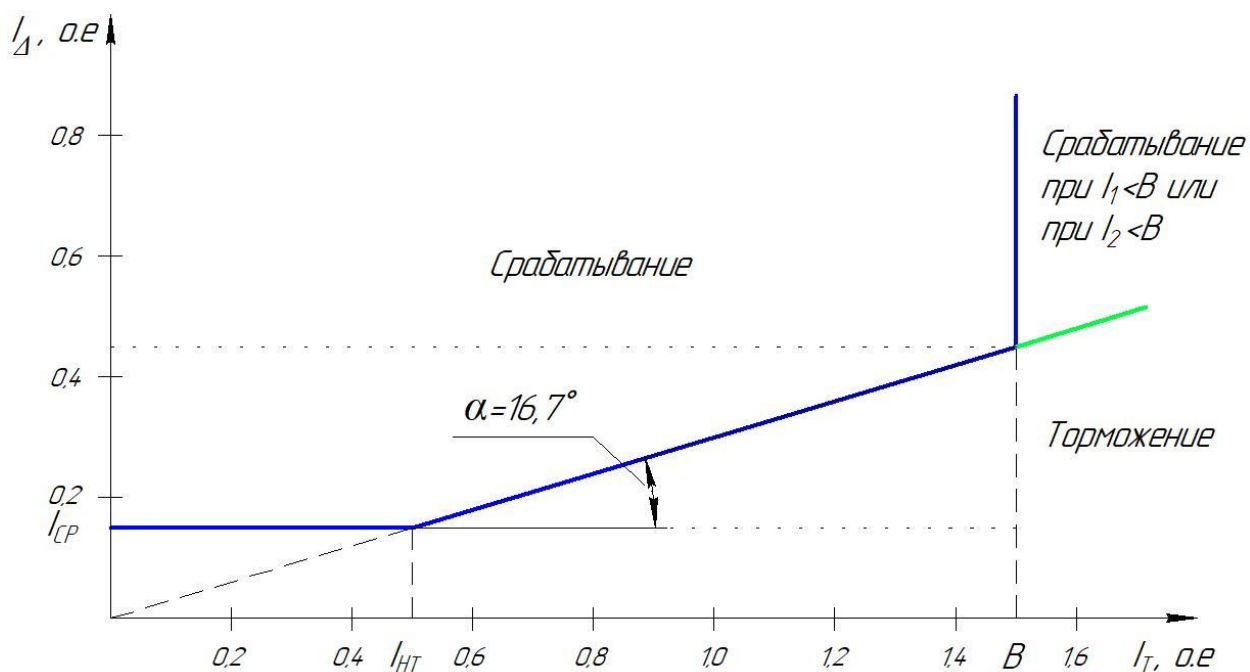


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора главного генератора ($U_N(U_0)$)

Защита обеспечивает охват обмотки статора в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена из двух органов напряжения:

1) Первый орган реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Подключается к измерительным трансформаторам напряжения на главных выводах. Отстраивают от действующего значения напряжения нулевой последовательности, обусловленной электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Для расчета уставок первого органа защиты, составим схему замещения, которая представлена на рисунке 5.2.

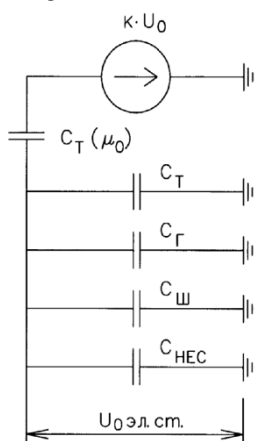


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения нулевой последовательности

Найдем напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ}, \quad (5.8)$$

где $U_{\text{НОМ.ВН}}$ – номинальное напряжение трансформатора на высшей стороне
Найдем суммарную емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГГ}} = 0,0065 + 0,61 + 0,004 + 0,29 = 0,911 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.9)$$

где C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 $C_{\text{Ш}}$ – емкость шинпровода по отношению к земле:

$$C_{\text{Ш}} = C_{\text{Ш.уд}} \cdot l_{\text{Ш}} = 80 \cdot 10^{-9} \cdot 50 = 0,004 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.10)$$

где $C_{\text{Ш.уд}}$ – удельная емкость шинпровода;
 $l_{\text{Ш}}$ – длина шинпровода;
 $C_{\text{ВГГ}}$ – емкость одной фазы генераторного выключателя ВГГ–10.
Суммарный емкостной ток в сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{НОМ.Г}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10500 \cdot 314 \cdot 0,911 = 5,19 \text{ А}, \quad (5.11)$$

где $U_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальное линейное напряжение генератора;
 ω – угловая частота сети.

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератор при однофазных коротких замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0\text{эл.ст}} = k \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,911} = 228 \text{ В}, \quad (5.12)$$

где k – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора,

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора.

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{10500/100} \cdot 228 = 5,94 \text{ В}, \quad (5.13)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности;
 $K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата;

n_{TH} – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения.

Принимаем следующие уставки:

- U_{01G} с уставкой 6 В действует с выдержкой времени 9,0 с на сигнал;
- U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата;
- U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники. Подключается к трансформаторам напряжения в нулевых выводах.

Для этого органа уставка по коэффициенту торможения равному 1,5. Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,286. \quad (5.14)$$

Орган защищает 28,6% обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.2.3 Защита от повышения напряжения на главном генераторе ($U1>$), ($U2>$)

Защита подключается к измерительным трансформаторам напряжения на главных выводах генератора.

1) Уставка защиты $U2>$:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМ.Г}}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.15)$$

2) В дополнение к первой защите на генераторе установлен второй орган, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки. Уставка защиты $U1>$:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМ.Г}}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.16)$$

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.2.4 Защита главного генератора от обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Необходимо найти ток двухфазного короткого замыкания на конце линии в цепи генераторного напряжения. Составим схему замещения для расчета (рисунок 5.3).

Ток двухфазного короткого замыкания в конце линии:

$$I_{KA}^{(2)} = \frac{E}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{x_{d.\text{прив}} + x_{2Г.\text{прив}} + 2 \cdot x_T + 2 \cdot x_L} = \frac{1}{91,16 + 111,31 + 2 \cdot 0,11 + 2 \cdot 0,045} = 0,0049, \quad (5.17)$$

где $x_{d.\text{прив}}''$ - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к стороне ВН;

$x_{2Г.\text{прив}}$ — сопротивление обратной последовательности генератора, приведенное к стороне ВН.

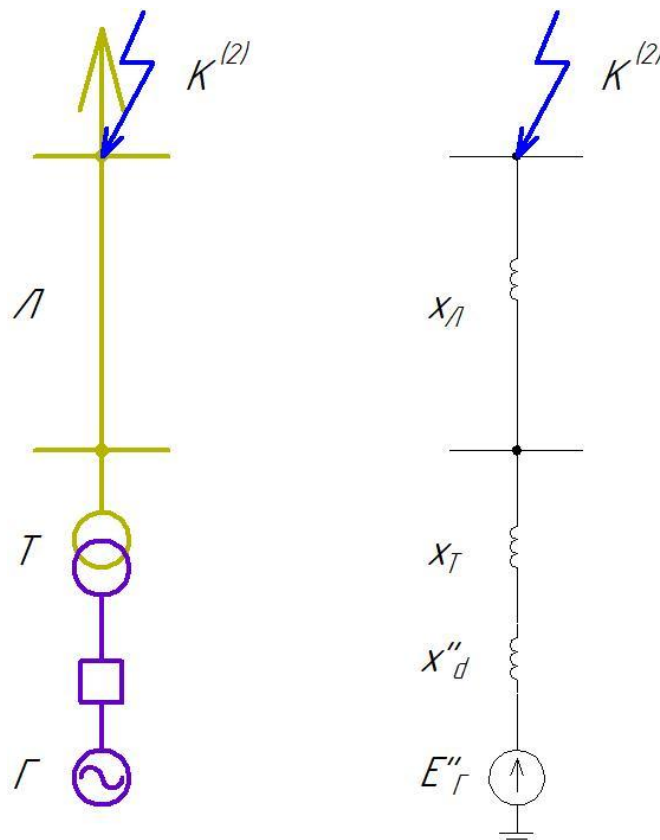


Рисунок 5.3 – Схема замещения для расчета двухфазного КЗ в конце линии

Ток двухфазного короткого замыкания в цепи генераторного напряжения:

$$I_{*2\Gamma}^{(2)} = 2 \cdot I_{KA}^{(2)} \cdot k_T = 2 \cdot 0,0049 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,226, \quad (5.18)$$

где k_T – коэффициент трансформации блочного трансформатора.

Защита имеет следующие органы:

1) Сигнальный орган: срабатывает при увеличении тока обратной последовательности выше значения уставки с независимой выдержкой времени действием на сигнал. Принимаем уставку сигнального органа:

- в относительных единицах: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$;
- в именованных единицах вторичной цепи:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot \frac{I_H}{k_{\text{ТТ}}} = 0,07 \cdot \frac{2406}{3000/5} = 0,28 \text{ А}, \quad (5.19)$$

где, $k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока.

2) Пусковой орган срабатывает без выдержки времени при превышении тока обратной последовательности выше значения уставки и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{max}} = 600 \text{ с}$.

При таких параметрах ток обратной последовательности:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t_{\text{max}}}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,224. \quad (5.20)$$

Ток срабатывания пускового органа

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,224}{1,2} = 0,186, \quad (5.21)$$

где K_H – коэффициент надежности;

Ток срабатывания пускового органа в именованных единицах во вторичных цепях:

$$I_{2\text{ПУСК}} = I_{*2\text{ПУСК}} \cdot \frac{I_H}{k_{\text{ТТ}}} = 0,186 \cdot \frac{2406}{3000/5} = 0,746 \text{ А}. \quad (5.22)$$

При этом допустимая длительность перегрузки по тепловому воздействию тока:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,186^2} = 864 \text{ с}. \quad (5.23)$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождается токами перегрузками обратной последовательности с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{CP} = \frac{30}{(I_{*2})^2}. \quad (5.24)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1. Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыкании представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	30	83	120	188	333	750

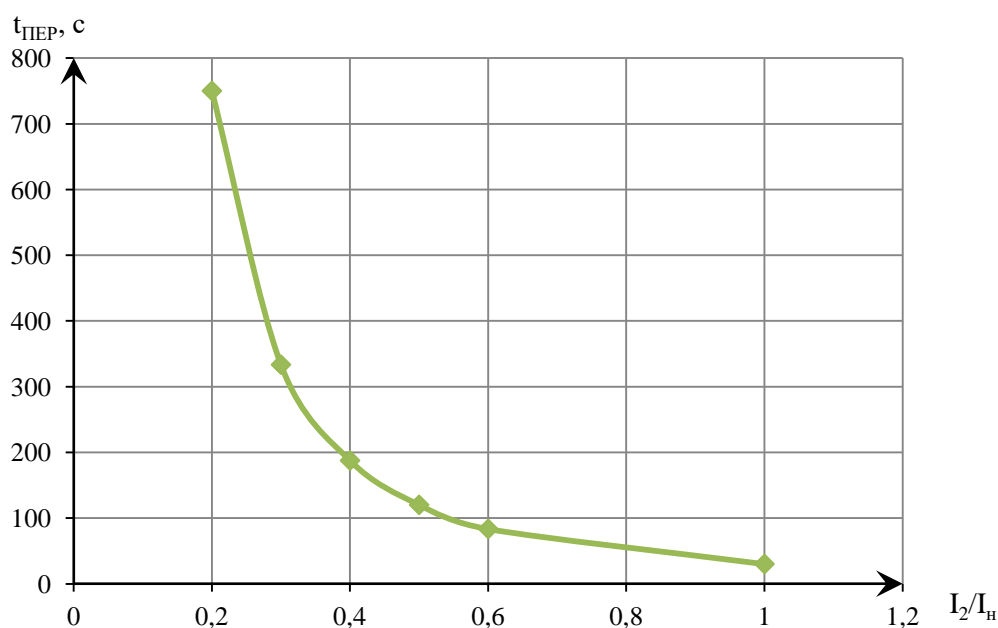


Рисунок 5.4 - Характеристика срабатывания интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, принимаем время срабатывания: $t_{CP}^{min} = 30$ с, $t_{CP}^{max} = 600$ с.

4) Орган токовой отсечки срабатывает с независимой выдержкой времени при превышении тока выше установленной уставки срабатывания органа и является защитой от несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа токовой отсечки определяется из нескольких условий:

а) Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности. Определяется по характеристике срабатывания интегрального органа при превышении времени «полного охлаждения» ($t_{\text{охл}}=100$ с). Этот параметр выставляется согласно указаниями завода-изготовителя. Ток срабатывания органа токовой отсечки по первому условию:

$$I_{*2\text{ОТС}} \leq 0,547 \cdot \frac{I_{\text{Н}}}{k_{\text{ТТ}}} = 0,547 \cdot \frac{2406}{3000/5} = 2,19 \text{ А.} \quad (5.25)$$

б) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ. Это условие определяется из двух условий:

1 – по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ на шинах ВН блока:

$$I_{*2\text{ОТС}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + 2 \cdot x_{\text{Т}})} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,19 + 0,232 + 2 \cdot 0,11)} = 1,2. \quad (5.26)$$

2 – по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ на отходящих линиях:

$$I_{*2\text{ОТС}} \leq \frac{(I_{*2\Gamma}^{(2)})^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,226^2}{1,2} = 0,043. \quad (5.27)$$

Принимаем уставку срабатывания по первому условию:

$$I_{2\text{ОТС}} \leq I_{*2\text{С.З}} \cdot \frac{I_{\text{Н}}}{k_{\text{ТТ}}} = 1,2 \cdot \frac{2406}{3000/5} = 4,81 \text{ А.} \quad (5.28)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останова гидроагрегата.

5.2.5 Защита главного генератора от симметричных перегрузок (I_1)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора. Защита подключается к трансформаторам тока в нулевых выводах. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше уставки и действующий на сигнал.

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_H^C}{K_B} \cdot \frac{I_H}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{1,05}{0,98} \cdot \frac{2406}{3000/5} = 4,3 \text{ А}, \quad (5.29)$$

где K_H^C - коэффициент надежности сигнального органа.

Выдержка времени срабатывания сигнального органа 0,9 с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и действует на пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{K_H^П}{K_B} \cdot \frac{I_H}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{1,08}{0,98} \cdot \frac{2406}{3000/5} = 4,42 \text{ А}, \quad (5.30)$$

где $K_H^П$ – коэффициент надежности пускового органа.

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Допустимая длительность симметричных перегрузок в генераторе представлена в таблице 5.2. Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок представлена на рисунке 5.5.

Таблица 5.2 - Допустимая длительность симметричных перегрузок в генераторе

Кратность перегрузки	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2	2,2
Длительность, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1



Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ с выдержкой времени, которая принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока заданной уставки.

Уставка органа токовой отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{K_{\text{Н}}^{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{I_{\text{Н}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{1,2}{0,98} \cdot \frac{2406}{3000/5} = 4,91 \text{ А}, \quad (5.31)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению.

Напряжение срабатывания:

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{Т}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.32)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

5.2.6 Дистанционная защита ($Z_1<$), ($Z_2<$)

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нулевых выводах генератора и трансформаторам напряжения на главных выводах генератора.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Хантынтайская ГЭС – Чертово Корыто N1:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_{\text{T}} + \frac{0,8}{K_{\text{T}}} \cdot Z_{\text{Л}} = 0,8 \cdot 46,55 + \frac{0,8}{2} \cdot 19,42 = 45,01 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

где K_{T} – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_{T} – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ:

$$Z_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к}\%} \cdot U_{\text{о}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{11 \cdot 230^2}{100 \cdot 125} = 46,55 \text{ Ом}; \quad (5.34)$$

$Z_{\text{Л}}$ – сопротивление линии.

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{*1} \leq 0,8 \cdot \frac{u_k \% \cdot S_{\text{НОМ.Г}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_{\text{Л}} \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Г}}}{U_{\text{ВН}}^2} =$$

$$= 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{43,75}{125} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{43,75}{230^2} \cdot 4,88 = 0,04. \quad (5.35)$$

Z_1 в первичной цепи:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_{\bar{o}} = 0,04 \cdot 2,52 = 0,094 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где $Z_{\bar{o}}$ - базисное сопротивление на генераторном напряжении:

$$Z_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{43,75} = 2,52 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}(2)} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,094 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,54 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,54 \text{ Ом}$.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от нормального режима и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Н}}} \cdot \frac{n_T}{n_H} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2406} \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 14,4 \text{ Ом}. \quad (5.39)$$

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ($2 \cdot I_{f\text{НОМ}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$ (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{f\text{НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ}}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1005 - 0,95}{603}}{0,86} = 2,77, \quad (5.40)$$

где $I_{f\text{НОМ}}$ – ток в обмотке ротора при номинальной нагрузке;

$I_{\text{В.ХХ}}$ – ток в обмотке ротора при холостом ходе;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения генератора величина насыщения тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_H$.

Сопротивление нагрузки в режиме форсировки:

$$Z_{*HAГP.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_{ном.Г}}{I_Ф} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38. \quad (5.41)$$

Коэффициент мощности в режиме форсировки:

$$\cos \varphi_Ф = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_Ф} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34. \quad (5.42)$$

Отсюда $\varphi_Ф = 70,12^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты:

$$Z_{*2C3} = \frac{Z_{*HAГP.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35. \quad (5.43)$$

$$Z_{2C3(1)} = Z_{*2C3} \cdot Z_{\bar{\sigma}} = 0,35 \cdot 2,52 = 0,87 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

Значение уставки второй ступени дистанционной защиты:

$$Z_{2C3(2)} = \frac{Z_{2C3(1)} \cdot n_{TT}}{n_{TH}} = \frac{0,87 \cdot \frac{3000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 4,97 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Принимаем уставку срабатывания второй ступени дистанционной защиты равной 4,97 Ом.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,011 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,6 \text{ Ом}$.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

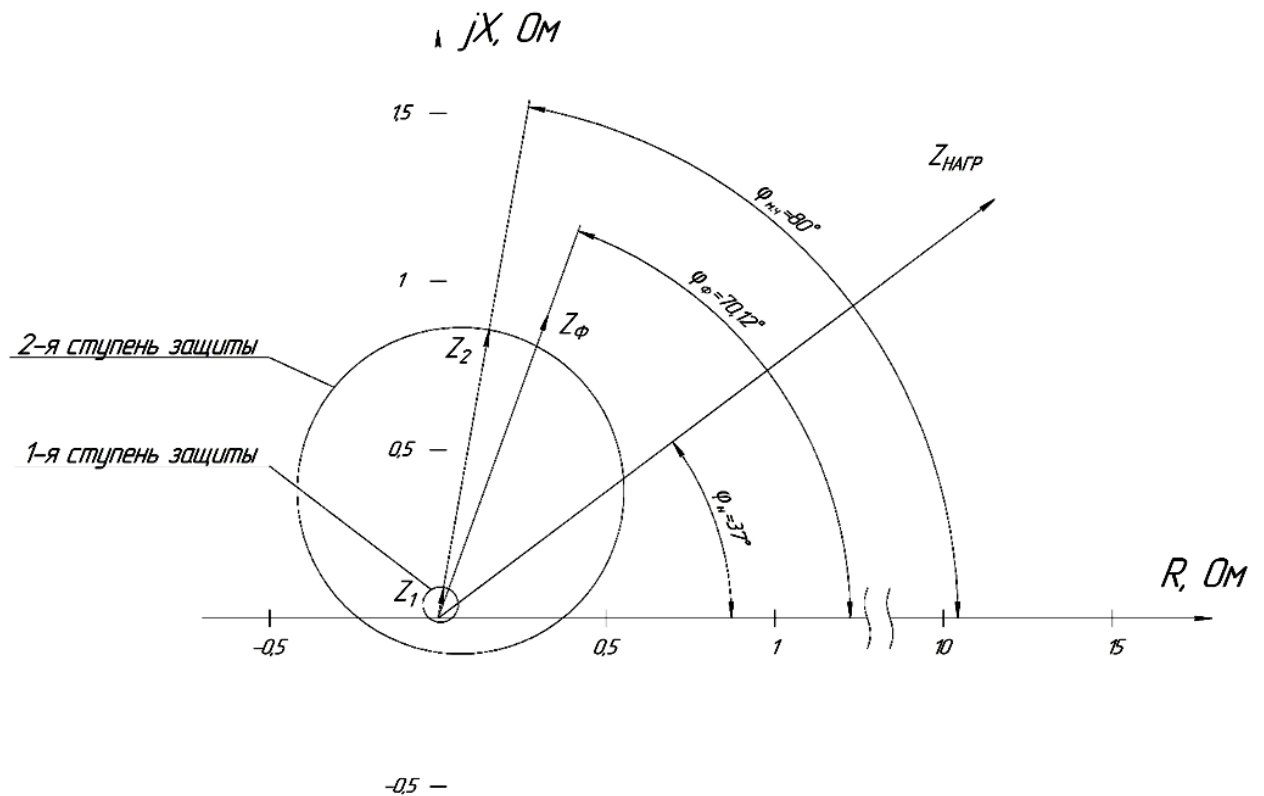


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита главного генератора от перегрузки обмотки ротора (I_p)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени действием на сигнал. Уставка сигнального органа:

$$I_{p.СИГН} = \frac{K_H \cdot I_{fНОМ} / 1,2255}{K_B \cdot n_{ТТ}} = \frac{1,05 \cdot 1005 / 1,2255}{0,98 \cdot 2000 / 5} = 2,23 \text{ А.} \quad (5.46)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа:

$$I_{p.ПУСК} = \frac{1,2 \cdot I_{fНОМ}}{K_B \cdot n_{ТТ}} = \frac{1,2 \cdot 820}{0,98 \cdot 2000 / 5} = 2,51 \text{ А.} \quad (5.47)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей ГГ и ВГ. Допустимая длительность перегрузок обмотки ротора представлена в таблице 5.3 и на рисунке 5.7.

Таблица 5.3 – Допустимая длительность перегрузок обмотки ротора

Кратность перегрузки	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

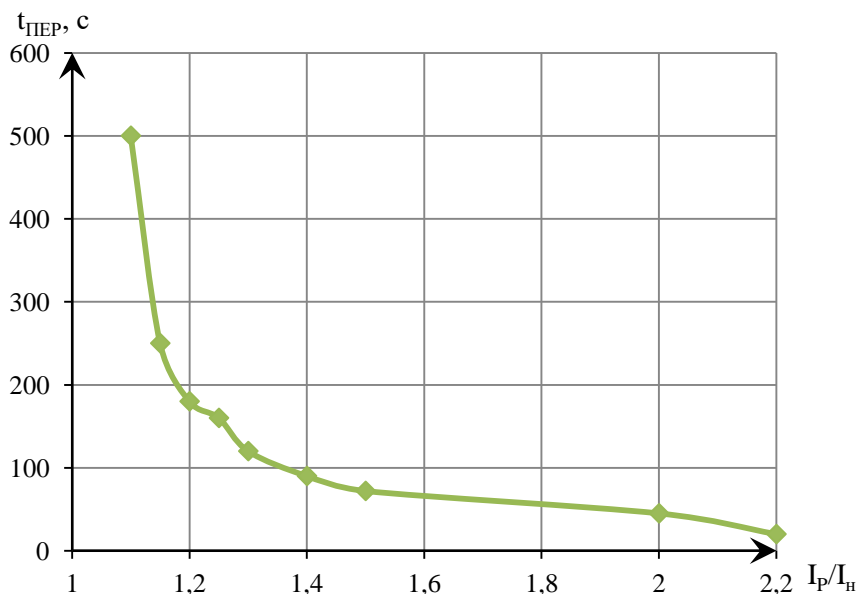


Рисунок 5.7 – Характеристика срабатывания интегрального органа защиты от перегрузки ротора

4) Токовая отсечка, срабатывающая с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка срабатывания органа токовой отсечки:

$$I_{p.ТО} = \frac{2,15 \cdot I_{f_{ном}}}{K_B \cdot n_{ТТ}} = \frac{2,15 \cdot 820}{0,98 \cdot 2000 / 5} = 4,5 \text{ А.} \quad (5.48)$$

С выдержкой времени 3,0 с защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

5.2.8 Продольная дифференциальная защита вспомогательного генератора (IΔВГ)

Найдем ток в обмотке статора вспомогательного генератора:

$$I_{ВГ_{ном}} = \frac{I_{f_{ном}}}{1,2255} = \frac{1005}{1,2255} = 820 \text{ А.} \quad (5.49)$$

Защита является трехплечевой и подключается к измерительным трансформаторам тока на главных и нулевых выводах вспомогательного генератора. Расчет ведется в двух режимах работы:

- в нормальном режиме работы:

1) Найдем уставку начального тока срабатывания:
Ток небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{ВГном}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 820 = 41 \text{ А } (0,05 \cdot I_{\text{Н}}). \quad (5.50)$$

Уставка начального тока срабатывания:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 41 = 82 \text{ А } (0,1 \cdot I_{\text{Н}}), \quad (5.51)$$

Принимаем уставку начального тока срабатывания: $I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{ВГном}}$.

2) Найдем коэффициент торможения:

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{max}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 4315,8 = 431,57 \text{ А}, \quad (5.52)$$

где $K_{\text{АП}}$ – коэффициент апериодической составляющей;

I_{max} – максимальный ток через трансформаторы тока в главных выводах при внешнем коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{max}} = \frac{E''_{\text{г}}}{x_d} \cdot I_{\text{ВГном}} = \frac{1}{0,19} \cdot 820 = 4315,8 \text{ А}, \quad (5.53)$$

где $E''_{\text{г}}$ – сверхпереходная ЭДС генератора;

x_d – сверхпереходное сопротивление генератора.

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{Т}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{КГ}}^{(3)}} = \frac{431,57 \cdot 2}{48370} = 0,017; \quad (5.54)$$

Принимаем уставку коэффициента торможения $K_{\text{Т}} = 0,3$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{ср}*}}{K_{\text{Т}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.55)$$

4) Тормозной ток должен выполнять условие:

$$B \geq \frac{I_{\text{ср}*}}{K_{\text{Т}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.56)$$

Принимаем значение уставки тормозного тока равным $B = 1,5$.

Построим характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора (рисунок 2.1);

- в режиме форсировки:

1) Найдем ток в обмотке статора вспомогательного генератора:

$$I_{f\text{форс}} = k_{\Phi} \cdot I_{f\text{ном}} = 1,8 \cdot 1005 = 1809 \text{ А.} \quad (5.57)$$

2) Найдем ток, протекающий в форсировочной группе тиристорov:

$$I_{\text{форс}} = I_{f\text{форс}} - I_{f\text{ном}} = 1809 - 1005 = 804 \text{ А.} \quad (5.58)$$

3) Ток в форсировочной обмотке статора:

$$I_{\text{ВГфорс}} = \frac{I_{\text{форс}}}{1,2255} = 656,06 \text{ А.} \quad (5.59)$$

4) Найдем уставку начального тока срабатывания:

Ток небаланса форсировочного режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{ВГфорс}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 656,06 = 32,8 \text{ А} \quad (0,05 \cdot I_{\text{ВГфорс}}), \quad (5.60)$$

где k_{Φ} – кратность форсировки.

Уставка начального тока срабатывания:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 32,8 = 65,6 \text{ А} \quad (0,1 \cdot I_{\text{ВГфорс}}), \quad (5.61)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку начального тока срабатывания: $I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{ВГфорс}}$.

5) Найдем коэффициент торможения:

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{max}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 3452,9 = 345,29 \text{ А,} \quad (5.62)$$

где $K_{\text{АП}}$ – коэффициент апериодической составляющей;

I_{max} – максимальный ток через трансформаторы тока в главных выводах при внешнем коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{max}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x_d} \cdot I_{\text{ВГфорс}} = \frac{1}{0,19} \cdot 656,06 = 3452,9 \text{ А,} \quad (5.63)$$

где E''_{Γ} – сверхпереходная ЭДС генератора;

x_d – сверхпереходное сопротивление генератора.

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_{КГ}^{(3)}} = \frac{345,52 \cdot 2}{48370} = 0,014; \quad (5.64)$$

Принимаем уставку коэффициента торможения $K_T = 0,3$.

6) Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{СР*}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.65)$$

7) Тормозной ток должен выполнять условие:

$$B \geq \frac{I_{СР*}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.66)$$

Принимаем значение уставки тормозного тока равным $B = 1,5$.

5.2.9 Защита от повышения напряжения вспомогательного генератора (U>ВГ)

Защита подключается к измерительным трансформаторам напряжения на главных выводах вспомогательного генератора.

Напряжение в обмотке статора вспомогательного генератора:

$$U_{ВГном} = \frac{U_{fном}}{1,2255} = \frac{275}{1,2255} = 224 \text{ В}, \quad (5.67)$$

где $U_{fном}$ - номинальное напряжение на обмотке ротора.

Уставка защиты U>ВГ:

$$U_{СР2} = \frac{1,2 \cdot U_{ВГном}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 224}{224/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.68)$$

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.3 Выбор комплекса защит блока «генератор-трансформатор»

Исходя из расчета уставок, для защиты блока «генератор-трансформатор» было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов средней мощности ШЭ1113М производства НПП «ЭКРА».

ШЭ1113М является нетиповым шкафом защит блока генератор трансформатор, состоит из двух независимых одинаковых для защиты генератора и вспомогательного генератора.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав Хантынтайского гидроузла входят:

- левобережная бетонная глухая плотина;
- здание ГЭС руслового типа;
- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- правобережная грунтовая плотина.

6.2 Определение класса сооружений

Класс сооружений определяется по критериям, определяемым в СНиП [25]. Критерии выбора класса ГТС и выбор класса ГТС представлен в таблице 2.2. Коэффициент надежности для сооружений III класса [25]:

$$\gamma_n = 1,15.$$

6.3 Проектирование сооружений напорного фронта

6.3.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГТП}$ принимают по формуле:

$$\nabla_{ГТП} = \nabla_{НПУ} + h_s \quad (6.1)$$

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{run\ 1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где $h_{run\ 1\%}$ – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1 % на откосгрунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 1,1 \cdot 10^6 \cdot \frac{5^2 \cdot 2233}{9,81 \cdot 14} = 0,0004 \text{ м.} \quad (6.3)$$

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cos \alpha = 1,1 \cdot 10^6 \cdot \frac{8^2 \cdot 2233}{9,81 \cdot (14 + 0,5 \cdot 0,0011)} = 0,0004 \text{ м,} \quad (6.4)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП [26, Приложение 1, табл. 2];
 V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды;
 L – длина разгона волны;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ($\alpha = 0$);
 d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{V_{НПУ} - V_{ДНА}}{2} = \frac{200 - 172}{2} = 14 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Определяют высоту волны 1% обеспеченности для основного случая, для этого:

1. Вычисляют безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

2. Из графика [26, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

Результаты приведены в таблице 6.1:

Таблица 6.1-Определение средней высоты волны и среднего периода волны

$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2233}{5^2} = 876,23$		$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{5} = 42379$	
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,045$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,8$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,115$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 5$
$\bar{h} = \frac{0,0292 \cdot 5^2}{9,81} = 0,115 \text{ м}$	$\bar{T} = \frac{2,18 \cdot 5}{9,81} = 1,43 \text{ с}$		

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,43^2}{2 \cdot \pi} = 3,18 \text{ м.} \quad (6.6)$$

4. Проверяем, выполняется ли условие условной расчетной глубины:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d. \quad (6.7)$$

$$0,5 \cdot 4,94 = 1,59 \text{ м;}$$

$$14 \text{ м} > 1,59 \text{ м;}$$

5. Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,115 \cdot 2,15 = 0,25 \text{ м,} \quad (6.8)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [25, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{v_w^2}$ (для глубоководной зоны).

6. Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run\ 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 2,25 \cdot 0,25 = 0,5 \text{ м}, \quad (6.9)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНиП учетом того, что откосы крепятся железобетонными плитами [26, Приложение Д, табл Д.1];

$k_{sp} = 1,1$ – коэффициент при коэффициенте откоса $ctg\varphi=2$, принимаемый по [27, таблица 7];

$k_{run} = 2,25$ – коэффициент, принимаемый по графикам [26, Приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны $\frac{\lambda_d}{h_{1\%}} = 12,34$ на глубокой воде.

$$7. h_s = h_{run\ 1\%} + \Delta h_{set} + a = 0,5 + 0,0004 + 0,5 = 1,00 \text{ м}. \quad (6.10)$$

$$8. \nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 200 + 1,00 = 201,00 \text{ м}. \quad (6.11)$$

6.3.2 Определение ширины водосливного фронта и отметки гидроузла

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов (максимальных расходов в каждом году из заданного ряда наблюдений).

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе. Определяется это поэтапно.

Первый этап: Определение ширины водосливного фронта.

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

($n-1$) при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$;

$$Q_p = Q_{max}^{осн} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} = 2211 - (4 - 1) \cdot 206 = 1593 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.12)$$

где $Q_{max}^{осн} = Q_{3\%} = 2241 \text{ м}^3/\text{с}$.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{1593}{16,47} = 96,71 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где q_b – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_b = 1,25q_p = 1,25 \cdot 13,18 = 16,47 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 2,5 \cdot 5,27 = 13,18 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.15)$$

где $h_{НБ}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Z_{НБ} = f(Q)$ при $Q_{max}^{осн}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (для песков принять – 2,5 м/с)

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того,

$$B = b \cdot n = 100 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где $n = 5$ – число пролетов,

$b = 20$ – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом.

Второй этап: Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1566}{0,49 \cdot 100 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,78 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [28, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1566}{0,49 \cdot 0,9333 \cdot 1 \cdot 100 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,83 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где σ_n – коэффициент подтопления [27, раздел 6-3] ($\sigma_n = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{3,83}{5} = 0,9811, \quad (6.19)$$

где ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимают по [27, рис. 6-10];

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a (рис.1), и от формы верховой грани быка [27, таблица 6-8, 6-9].

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 3,83 - \frac{1,1 \cdot 0,85^2}{2 \cdot 9,81} = 3,78 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где V_0 – скорость подхода воды к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla НПУ - \nabla ДНА)(B + (n-1)\delta_\delta)} = \frac{1566}{(200 - 172) \cdot (100 + (5-1) \cdot 3)} = 0,85 \text{ м/с}, \quad (6.21)$$

где δ_δ – толщина быка.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{cm} = 200 - 4 = 196 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где H_{cm} – стандартный напор, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом.

Третий этап: Проверка на пропуск расчетного расхода при проверочном расчетном случае.

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01нов} = \left(\frac{Q_{pнов}}{mB \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1792}{0,49 \cdot 100 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,14 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где

$$Q_{p\text{пов}} = Q_{\text{max}}^{\text{нов}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_c = 2652 - 824 = 1828 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.24)$$

где $Q_{\text{max}}^{\text{осн}} = Q_{0,5\%} = 2652 \text{ м}^3/\text{с}$;

$Q_{\text{ГЭС}}$ – расход воды, проходящий через все агрегаты здания ГЭС;

$Q_c = 0$ – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения.

$$H_{02\text{нов}} = \left(\frac{Q_{p\text{нов}}}{m\varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1828}{0,49 \cdot 0,9793 \cdot 1 \cdot 100 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,19 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{4,14}{5} = 0,9793. \quad (6.26)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{нов}} = H_{02\text{нов}} - \frac{\alpha V_{0\text{нов}}^2}{2g} = 5,76 - \frac{1,1 \cdot 0,75^2}{2 \cdot 9,81} = 5,73 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где $V_{0\text{пов}}$ – скорость подвода воды в поверочном расчетном случае:

$$\begin{aligned} V_{0\text{пов}} &= \frac{Q_{p\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА})((B+b) + ((n+1)-1)\delta_{\phi})} = \\ &= \frac{1792}{(201-172) \cdot ((56+8) + (8-1) \cdot 3)} = 0,73 \text{ м/с}. \end{aligned} \quad (6.28)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 194 + 5,73 = 199,73 \text{ м} \quad (6.29)$$

Расчетная отметка форсированного подпорного уровня оказалась меньше исходной, поэтому остается исходной, которая равна 201 м.

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,23 \cdot H_{\text{ФПУ}} = 194 + 1,23 \cdot 5 = 202,15 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где $H_{\text{ФПУ}}$ – напор на плотине при поверочном расчетном случае.

Отметка всего гидроузла определяется наибольшей между отметкой гребня грунтовой плотины и гребнем быка, так как отметка быка выше, чем

отметка грунтовой плотины, то отметка всего гидроузла принимается равной отметке быка, то есть 202,15 м.

6.3.3 Построение профиля водосливной плотины

Построение профиля плотины производят по схеме практического профиля плотины. По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяют координаты оголовка без вакуумного водослива. [27, таблица 6-12]. Табличные координаты x и y умножают на $H_{ст}$ и строят кривую $A-B$ на рис.6.1.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге радиусом R . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины p_v и напора на водосливе H [27, таблица 6-14].

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения имели общую касательную. Для высоких плотин эта касательная образует прямолинейный участок водосливной грани.

Построение профиля водосливной плотины по методу Кригера-Офицера представлено в таблице 6.2. Построенный оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

Таблица 6.2-Таблица Кригера-Офицера при $H_{cm}=4$ м

х	у	х	у	х	у	х	у
0	0,504	4,4	1,284	8,8	6,032	13,2	13,62
0,4	0,144	4,8	1,576	9,2	6,612	13,6	14,436
0,8	0,028	5,2	1,9	9,6	7,576	14	15,272
1,2	0	5,6	2,256	10	7,84	14,4	16,124
1,6	0,024	6	2,644	10,4	8,488	14,8	16,996
2	0,108	6,4	3,056	10,8	9,156	15,2	17,884
2,4	0,24	6,8	3,492	11,2	9,848	15,6	18,792
2,8	0,4	7,2	3,948	11,6	10,44	16	19,72
3,2	0,464	7,6	4,432	12	11,296		
3,6	0,792	8	4,94	12,4	12,052		
4	1,024	8,4	5,476	12,8	12,828		

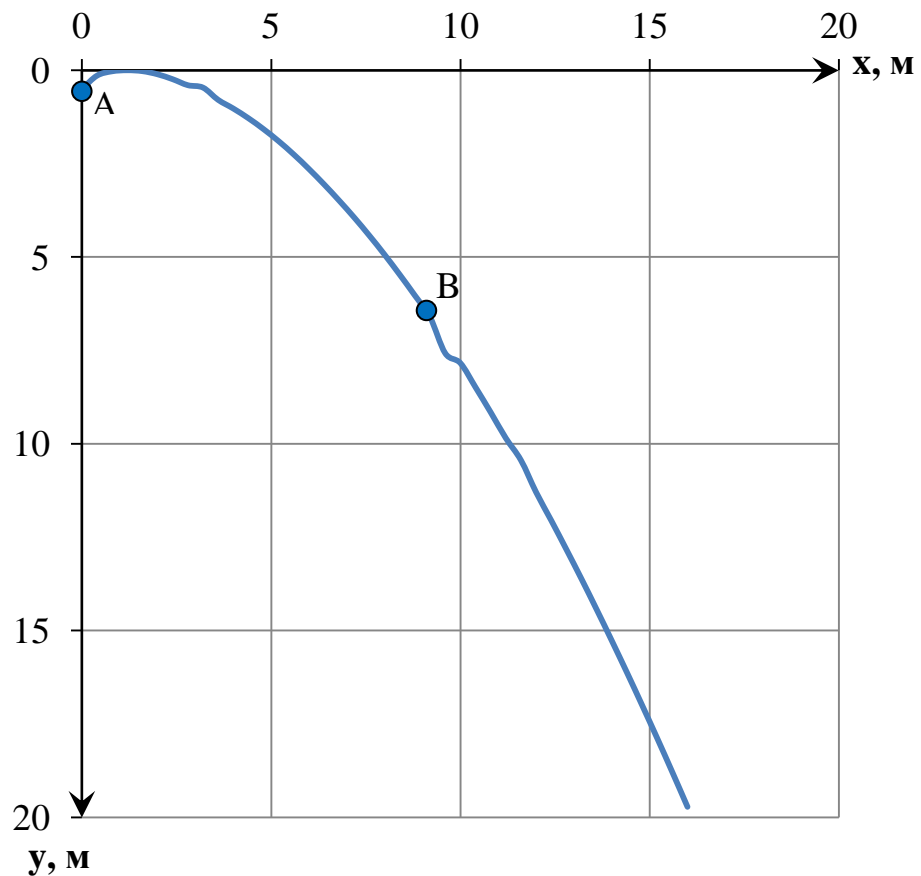


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

6.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом.

Вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{((B+b)+\sum \delta_o)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1566^2}{(100+(5-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 2,83 \text{ м}, \quad (6.31)$$

где α – коэффициент Кориолиса, принять равным 1,1.

Вычисляют полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 200 - 172 = 28 \text{ м} \quad (6.32)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{28}{2,83} = 9,89 \quad (6.33)$$

$\varphi=0,95$;

По графику М.Д. Чертоусова [27, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют:

$$\xi_c = 0,242;$$

$$\xi_c'' = 2,78;$$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр} = 0,242 \cdot 2,83 = 0,69 \text{ м.} \quad (6.34)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2,78 \cdot 2,83 = 7,87 \text{ м.} \quad (6.35)$$

В данном случае сопряжение относится к типу отогнанного прыжка, как так $h_{c1}'' > h_{НБ}$, при $h_{НБ} = 5,27 \text{ м}$.

Сопряжение типа отогнанного прыжка не допустимо. Поэтому необходимо обустройства энергогасящие сооружения. В ходе проекта были приняты энергогасящие сооружения, такие водобойная стенка.

6.3.5 Расчет энергогасящего сооружения

Расчет высоты водобойной стенки $h_{стен}$ производят, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля:

$$h_{стен} = \sigma \cdot h_c'' - H_{стен} = 1,1 \cdot 7,87 - 3,43 = 5,22 \text{ м,} \quad (6.36)$$

где $H_{стен}$ - напор над водобойной стенкой,

$$H_{стен} = \left(\frac{q_{вб}}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq_{вб}^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left(\frac{14,22}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{0,5 \cdot 14,22^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 7,87)^2} = 3,43 \text{ м,} \quad (6.37)$$

где σ - коэффициент запаса 1,07-1,13 (можно принять $\sigma = 1,11$);
 $q_{вб}$ – удельный расход на водосливе:

$$q_{вб} = \frac{Q_p}{(B+b) + \sum \delta_\delta} = \frac{1566}{100 + (5-1) \cdot 3} = 14,22 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.38)$$

Далее проверяют условие сопряжения бьефов за стенкой:

$$T_{01} = h_{стен} + H_{стен} = 5,22 + 3,43 = 8,65 \text{ м.} \quad (6.39)$$

$$\xi_{T_{01}} = \frac{T_{01}}{h_{кр}} = \frac{8,65}{2,83} = 3,06. \quad (6.40)$$

$$\varphi = 0,95.$$

По графику М.Д. Чертоусова [27, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют:

$$\xi_c' = 0,465$$

$$\xi_c'' = 1,85$$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_{c1}' = \xi_c' h_{кр} = 0,465 \cdot 2,83 = 1,32 \text{ м.} \quad (6.41)$$

$$h_{c1}'' = \xi_c'' h_{кр} = 1,85 \cdot 2,83 = 5,24 \text{ м.} \quad (6.42)$$

В данном случае сопряжение относится к типу затопленного прыжка, как так $h_{c1}'' < h_{НБ}$, при $h_{НБ} = 5,27$ м. Принимаем в качестве энергогасящего сооружения только водобойную стенку.

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_b = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 20,76 \cdot \sqrt{0,69} = 2,6 \text{ м,} \quad (6.43)$$

где v_c - скорость в сжатом сечении на первой водобойной плите,

$$v_{c1} = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_b) \cdot h_{c1}'} = \frac{1566}{(100 + (5-1) \cdot 3) \cdot 0,69} = 20,76 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.44)$$

Длина водобойной плиты при наличии в нем гасителей:

$$l_g = 0,8 \cdot l_{пр} = 0,8 \cdot 35,67 = 28,5 \text{ м,} \quad (6.45)$$

где $l_{пр}$ - длина гидравлического прыжка на плите водобоя:

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' + h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,87 + 0,69) = 35,67 \text{ м.} \quad (6.46)$$

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационную плотину на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и с фундаментной плитой. Теоретический профиль такой плотины это прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Высота плотины равна:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 200 - 169,4 = 30,6 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств нижнего бьефа:

$$\nabla\text{ПОД} = \nabla\text{ДНА} - \delta_{\text{в}} = 172 - 2,6 = 169,4 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Расчетная ширина подошвы равняется 21,42 м при заложении низовой грани 0,7.

После построения оголовка плотины, прямолинейного участка и участка сопряжения получается и в процессе оценки прочности и устойчивости плотины выяснилось, что недостаточна ширина подошвы плотины. Поэтому принимается увеличение подошвы плотины до 29,5 м при заложении низовой грани равной 0,84.

6.4.2 Разрезка глухой бетонной плотины, водосливной плотины и здания ГЭС швами

Здание ГЭС разрезается швами по секции, ширина одной секции 20,5 м.

Водосливная плотина режется межсекционными швами на каждой секции по оси быка. Расстояние между швами равняется 23 м. Толщина швов равна 1 см. Температурно-осадочные швы режутся по оси быков, толщина таких швов 4 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты.

Для глухой бетонной плотины на скальном основании принимается разрезать также как и водосливную плотину.

Уплотнение швов выполняется в виде шпонок из асфальтной мастики.

6.4.3 Быки

Быки предназначены для создания водосливных секций, для опоры сегментного рабочего затвора, ремонтного плоского, гидроподъемников сегментного затвора, автодороги и подкрановых путей. Для рабочего сегментного затвора отсутствует паз, но имеются затворные шарниры. Устаивается паз для плоского ремонтного затвора, выдвинутого в верхний бьеф с шириной 1 м. Ранее быки принимались в гидравлических расчетах. Бык разрезной. Форма верховой грани быка выполняется полукруглой. Ширина гребня по быку равна 26,66 м.

Толщина разрезного быка равна 3 м. Пазовый перешеек назначаем равным 0,8 м. Ширина автодороги с пешеходными дорожками, ограждениями равна 4 м.

6.4.4 Устои

Сопрягающий устой длиной 89,39 установлен на месте примыкания правобережной грунтовой плотины и водосливной плотины.

Разделительный устой длиной 126,26 м устанавливается на месте примыкания водосливной плотины и здания ГЭС.

6.4.5 Галереи в теле глухой бетонной плотины

В теле глухой бетонной плотины устраивают продольные и поперечные галереи. Галереи для цементационной завесы и вертикального дренажа принимаются с минимальными размерами, но при этом обеспечивающими транспортирование оборудования и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Ширина галереи – 3 м, высота – 4 м.

Также в теле плотины устроена смотровая галерея с шириной 2 м, высотой 2,5 м.

6.5 Конструирование элементов подземного контура плотины

6.5.1 Цементационная завеса

Цементационная завеса необходима для ограничения фильтрационного давления на плотину. Их применяют на скальном основании.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр.т}} = \frac{18,78 \cdot 1,15}{15} = 1,44 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по ответственности, принимается в зависимости от класса сооружения;

ΔH_3 – потери напора на завесе;

$J_{кр.т}$ – критический градиент напора на завесе, для скальных грунтов-15.

В СП [25, таблица 5, рисунок 7] определяем фильтрационный напор на завесе (для III класса при основном сочетании нагрузок отношение напора на завесе и максимального напора равной 0,3):

$$H_{ас} = 0,3 \cdot H_{max} = 0,3 \cdot 26,84 = 8,05 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где H_{max} – расчетный напор равный:

$$H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ВХК}}) = 200 - 173,16 = 26,84 \text{ м}. \quad (6.51)$$

Потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_{max} - H_{ас} = 26,84 - 8,05 = 18,78 \text{ м}. \quad (6.52)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_n = (0,05 \div 0,1) \cdot 26,7 = 1,34 \div 2,67 \text{ м}. \quad (6.53)$$

Принимаем $l_3 = 2,56 \text{ м}$.

Глубина цементационной завесы принимаем равной:

$$h_3 = (0,5 \div 0,8) \cdot H_d = (0,5 \div 0,8) \cdot 26,84 = 13,42 \div 21,47 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Принимаем $h_3=13,42$ м.

6.5.2 Дренажные устройства

Дренажное устанавливается после цементационной завесы для ограничения фильтрационного давления на плотину.

Рассчитаем фильтрационный напор на дренажном устройстве:

В СП [25, таблица 5, рисунок 7] определяем напор на дренаже (для III класса при основном сочетании нагрузок отношение напора на дренаже и максимального напора равной 0,05):

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_{max} = 0,05 \cdot 26,84 = 1,34 \text{ м} \quad (6.55)$$

Дренаж в основании выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 2 м. Отвод фильтрационной воды осуществляется насосами. Глубина скважин принимается в пределах:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_3 = (0,5 \div 0,7) \cdot 13,42 = 6,71 \div 9,39 \text{ м} \quad (6.56)$$

Принимаем $h_{др}=8,05$ м.

6.6 Конструирование элементов нижнего бьефа

Для конструирования нижнего бьефа будем использовать только рисберму.

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения рассеивания потока. Устанавливается после плиты водобоя в два ряда. Выполняется креплением прямоугольных бетонных плит с длиной 5 м, шириной 15 м.

6.7 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

Определение основных нагрузок на плотину ведется по основному расчетному случаю – нормальный расчетный случай при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при пропуске минимального расхода по ВХК).

При сборе нагрузок водосливной плотины, нагрузки собирают на 1 погонный метр длины плотины.

1) Вес сооружения и затворов:

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяют по формуле:

$$G_{nl} = \frac{S_{nl} \cdot \gamma_{\delta} \cdot b}{b + \delta_{\delta}} = \frac{290,67 \cdot 24 \cdot 8}{8 + 3} = 4439,32 \text{ кН/м}, \quad (6.57)$$

где S_{nl} – площадь поперечного сечения плотины;
 γ_{δ} – удельный вес бетона.

Площадь поперечного сечения плотины, ее точка приложения равнодействующей силы веса плотины определяется с помощью программы КОМПАС.

Вес быка:

$$G_B = \frac{S_{\delta} \cdot \gamma_{\delta} \cdot \delta_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{783 \cdot 24 \cdot 3}{8 + 3} = 2349,72 \text{ кН/м}. \quad (6.58)$$

где S_{δ} – площадь поперечного сечения быка
 Площадь обшивки сегментного затвора:

$$A = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (201 - 196 + 0,5) \cdot 20 = 110 \text{ м}^2. \quad (6.59)$$

Собственный вес сегментного затвора в первом приближении может быть определен по формуле А.Р. Березинского [34]:

$$G_z = 1,5 \cdot A \sqrt[4]{A} = 1,5 \cdot 110 \cdot \sqrt[4]{110} = 534,36 \text{ кН}. \quad (6.60)$$

Вес сегментного затвора на 1 п.м длины секции:

$$q_{cz} = \frac{G_z}{b + \delta_{\delta}} = \frac{534,36}{20 + 3} = 23,2 \text{ кН/м}. \quad (6.61)$$

2) Сила гидростатического давления воды:

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\epsilon} = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 30,6^2}{2} = 4681,80 \text{ кН}, \quad (6.62)$$

где $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 200 - 169,4 = 30,6 \text{ м}.$

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_n = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 3,76^2}{2} = 70,85 \text{ кН}, \quad (6.63)$$

где $h_2 = \nabla \text{УНБ}(Q_{BXK}) - \nabla \text{ПОД} = 173,16 - 169,4 = 3,76 \text{ м}.$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- со стороны верхнего бьефа:

$$W_n = \gamma_w \cdot S_{\text{эн}}^6 = 10 \cdot 149,79 = 1497,9 \text{ кН}, \quad (6.64)$$

где $S_{\text{эн}}^6$ – площадь поперечного сечения пригруза воды в верхнем бьефе.

■ со стороны нижнего бьефа:

$$W_n = \gamma_w \cdot S_{\text{эн}}^H = 10 \cdot 4,04 = 40,4 \text{ кН}, \quad (6.65)$$

где $S_{\text{эн}}^H$ – площадь поперечного сечения пригруза воды в нижнем бьефе.

3) Равнодействующая взвешивающего давления:

Эпюра взвешивающего давления при плоской подошве представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до подошвы:

$$p_{\text{взв}} = \gamma_w \cdot h_1 = \gamma_w \cdot (\nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{ВХК}}) - \nabla_{\text{ПОД}}) = 10 \cdot (173,16 - 169,4) = 37,64 \text{ кПа}. \quad (6.66)$$

Силу взвешенного давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{взв}} \cdot \gamma_w = 122,98 \cdot 10 = 818,6 \text{ кН}, \quad (6.67)$$

где $S_{\text{взв}}$ – площадь эпюры взвешенного давления для рассматриваемого расчетного случая.

4) Сила фильтрационного давления:

Эпюра фильтрационного давления для скальных оснований построена с указаниями СП [25].

Сила фильтрационного давления на плотину:

$$W_{\phi} = S_{\phi} \cdot \gamma_w = 134,75 \cdot 10 = 1347,5 \text{ кН}, \quad (6.68)$$

где S_{ϕ} – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на плотину.

5) Давление грунта:

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{22}{2} \right) = 5 \text{ кПа}, \quad (6.69)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_n – толщина слоя наносов;

φ_n – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая сила давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{5 \cdot 1}{2} = 2,5 \text{ кН/м.} \quad (6.70)$$

Боковое давление грунта, пригруженный слоем наносов:

$$p'_{zp} = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) = 2,73 \text{ кПа,} \quad (6.71)$$

где φ_{zp} – угол внутреннего трения грунта, пригруженного наносами.

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= (11 \cdot 1 + 13,3 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) = 12,65 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.72)$$

Удельный вес взвешенного грунта $\gamma_{гр}^{взв}$ равняется:

$$\gamma_{zp}^{взв} = \gamma_{zp} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 10 = 13,3 \text{ кН/м}^3, \quad (6.73)$$

где γ_{zp} – удельный вес сухого грунта;

n_0 – пористость сухого грунта.

Численное значение равнодействующей силы активного давления грунта на п.м. длины плотины соответствует площади эпюры активного действия грунта:

$$E_{ав} = S_{ав} = 18,68 \text{ кН/м.} \quad (6.74)$$

б) Волновое давление:

Равнодействующая сила волнового давления при основном расчетном случае может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова:

$$\begin{aligned} W_{волн} &= 0,5 \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,25 \cdot \left(\frac{3,18}{\pi} + \frac{0,06}{2} \right) = \\ &= 1,29 \text{ кН,} \end{aligned} \quad (6.75)$$

где

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{\pi \cdot 0,25^2}{3,18} = 0,06 \text{ м.} \quad (6.76)$$

Линия действия равнодействующей силы волнового давления находится ниже отметки НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{3,18}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,25 = 0,41 \text{ м.} \quad (6.77)$$

6.7.2 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины проводится в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчета составим таблицу, в которую можно занести все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузкам γ_f для каждой нагрузки соответственно. Результаты расчета представлены в таблице 6.3:

Таблица 6.3 – Сбор нагрузок

Номер позиции	Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	2	3	4	5	6	7
1	T_B	1	→	4681,80	10,2	47754,4
2	T_H	1	←	70,85	1,39	-98,5
3	G_B	0,95	↓	662,96	7,9	-5237,3
4	$G_{пл}$	0,95	↓	5945,65	3,85	-22890,7
5	$W_{взв}$	1	↑	1229,80	0	0,0
6	W_ϕ	1	↑	1347,50	10,01	13488,5
7	E_H	1,2	→	3,00	3,34	10,0
8	$E_{ав}$	1,2	→	22,416	1,22	27,3
9	$W_{волн}$	1	→	1,29	30,2	38,8
10	$q_{сз}$	0,9	↓	20,91	7,97	-166,6
11	W_H	1	↓	40,40	12,81	517,52
12	W_B	1	↓	1497,90	13,95	-20895,71
13	$W_{нан}$	1	↓	55,00	14,36	-789,80
			N	5645,52	ΣM	11757,9

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.) выполняют по формулам:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2} = -\frac{5645,52}{29,5} + \frac{6 \cdot 11757,9}{29,5^2} = -110,31 \text{ кПа}; \quad (6.78)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -110,31 \cdot 0^2 - 10 \cdot 30,6 \cdot (1 - 0^2) = -306 \text{ кПа}; \quad (6.79)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 30,6 - 110,31) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (6.80)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -110,31 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 30,6 \cdot 0^2 = -110,31 \text{ кПа}; \quad (6.81)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 30,6 = -306 \text{ кПа}; \quad (6.82)$$

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1+0^2)}{2} \cdot \left\{ -110,31 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 10 \cdot 30,6 \cdot \left[\cos 2(0 - 0) - \frac{1-0^2}{1+0^2} \right] \right\} = \\ &= -110,31 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.83)$$

■ для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_d^2} = -\frac{5645,52}{29,5} - \frac{6 \cdot 11757,9}{29,5^2} = -272,44 \text{ кПа}; \quad (6.84)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -272,44 \cdot 0,84^2 - 10 \cdot 3,76 \cdot (1 - 0,84^2) = -266,45 \text{ кПа}; \quad (6.85)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,76 - 272,44) \cdot 0,84 = 197,26 \text{ кПа}; \quad (6.86)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,76 = -37,6 \text{ кПа}; \quad (6.87)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -306,02 \cdot (1 + 0,81^2) + 10 \cdot 3,76 \cdot 0,81^2 = -438,14 \text{ кПа}, \quad (6.88)$$

где σ_y^u , σ_x^u , σ_y^t , σ_x^t – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верховой и низовой граней;

τ_{xy}^u , τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верховой и низовой граней;

σ_1^u , σ_3^u , σ_1^t , σ_3^t – главные напряжения, соответственно, у верховой и низовой граней плотины;

σ_c^u – нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верхней грани;

N – нормальная сила, равная сумме проекции на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

B_d – ширина подошвы;

m_u , m_t – заложение верховой и низовой грани на уровне расчетного сечения;

H_d^u , H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефа;

δ – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;
 α – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью;
Полученные напряжения сведем в таблицу 6.4:

Таблица 6.4 – Краевые напряжения в горизонтальном сечении плотины

Напорная грань		Низовая грань	
основное сочетание нагрузок			
напряжение	кПа	напряжение	кПа
σ_y^u	-110,31	σ_y^t	-272,44
σ_x^u	-306	σ_x^t	-266,45
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	197,26
σ_1^u	-110,31	σ_1^t	-37,6
σ_3^u	-306	σ_3^t	-438,14
σ_c^u	-110,31		

6.7.3 Критерии прочности плотины и ее основания

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение следующих условий:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.89)$$

где R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию (марка бетона В5);
 γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;
 γ_c – коэффициент условия работы.

$$1,15 \cdot 1 \cdot |-438,14| \leq 0,95 \cdot 2800;$$

$$530,38 \text{ кПа} \leq 2600 \text{ кПа.}$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.90)$$

$$-110,31 \text{ кПа} < 0 \text{ кПа.}$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.91)$$

$$|-110,31| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 30,6;$$

$$|-110,31| \text{ кПа} \geq 76,5 \text{ кПа.}$$

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0; \quad (6.92)$$

$$-110,31 \text{ кПа} \leq 0 \text{ кПа}.$$

5) Под всей плотиной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq R_c, \quad (6.93)$$

где R_c – предел прочности на одноосное сжатие для скального основания [29, табл.5]

$$|-272,44| \text{ кПа} \leq 50000 \text{ кПа}.$$

6.7.4 Обоснование устойчивости плотины

Расчет устойчивости водосливной плотины на скальном основании следует проводить по схеме плоского сдвига для поверхностей сдвига проходящих по контакту бетон-скала и в массиве основания частично по трещинам, частично по монолиту:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.94)$$

где R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы сопротивляющейся сдвигу):

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_{б} + q_{сз} - W_{ф} - W_{бзв} + W_n + W_{с} + W_{нан}) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega = \\ &= (5945,65 + 662,96 + 20,91 - 1347,5 - 1229,8 + 40,4 + 1497,9 + 55) \cdot \\ &\cdot 0,7 + 75 \cdot 29,5 = 6164,4 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.95)$$

где c – сцепление скального грунта, кПа;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м ($B_n \cdot 1$ п.м);

F – сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_6 - T_n + W_{волн} + E_n + E_{ав} = 4681,8 - 70,85 + 1,29 + 3 + 22,42 = \\ &= 4637,7 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.96)$$

$$\frac{6164,4 \cdot 0,95}{4637,7 \cdot 1} \geq 1,15;$$

$$1,26 \geq 1,15.$$

В результате расчетов было выявлено, что водосливная плотина отвечает требованиям прочности и надежности, а также является экономичной.

6.8 Проектирование грунтовой плотины

Определяем вид грунтов для возведения грунтовой плотины, расстояние от створа до карьеров, где будет добываться грунт для укладки.

Грунтовая плотина является земляной насыпной, т.к. на западе в 3 км от створа будет сооружен карьер по добыче глинистых и песочных материалов. А также будет использован выемной грунт, который вынимают из под подошвы. Отсыпка происходит в воду.

По грунтовой плотине будет проходить автодорога, поэтому ширина гребня грунтовой плотины равна 5 м. Длина грунтовой плотины по гребню 381 м.

Коэффициент откоса верховой и низовой граней принят ранее и равен 2. Верховой откос будет крепиться железобетонными плитами.

7 Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности, по охране окружающей среды

7.1 Мероприятия по охране труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда являются создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков, которые обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: служба охраны труда и производственного контроля, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных

уполномоченными органами государственной власти «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок», стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь соответствующую данной работе группу по электробезопасности.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. Рабочие места должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование, гидротехнических сооружений, механизмов затворов гидротехнических сооружений, по расчистке водных объектов и сооружений от сора, по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения, по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа, по расчистке водохранилищ от наносов, на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период, на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.2 Пожарная безопасность

7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя ГЭС.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории. При возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.2.2 Пожарная безопасность в кабельных помещениях

1) К кабельному хозяйству энергетических предприятий относятся все кабельные сооружения (этажи, тоннели, шахты, каналы, галереи, эстакады), а также кабельные линии, закрытые в специальные металлические короба или открыто проложенные по специальным кабельным конструкциям.

Приказом руководителя предприятия кабельное хозяйство целиком или по участкам должно быть закреплено за соответствующими цехами для обеспечения надежной эксплуатации кабельных линий и проведения необходимых строительно-монтажных, ремонтных работ и противопожарных мероприятий.

2) Все кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха.

При обнаружении нарушений мест уплотнения кабельных линий, проходящих через перегородки, перекрытия, другие строительные конструкции, немедленно должны приниматься меры к их восстановлению.

3) Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. Запрещается устройство каких-либо кладовых, мастерских, а также хранение материалов и оборудования, в том числе неиспользованных кабельных изделий.

4) При обнаружении попадания в кабельные сооружения воды и пара, масла, мазута или других горючих жидкостей (а также их водных эмульсий) немедленно должны приниматься меры по предотвращению их поступления.

5) Все кабельные помещения относятся к помещениям, не обслуживаемым постоянно персоналом, поэтому они должны быть закрыты.

Запрещается допуск лиц для обслуживания кабельных сооружений или работы в них без согласования с начальником смены электростанции.

6) В кабельных сооружениях не реже, чем через 50 м должны быть установлены указатели ближайшего выхода.

На дверях секционных перегородок должны быть нанесены указатели (схема) движения до ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений должны быть установлены лестницы так, чтобы они не мешали проходу по тоннелю.

7) Автоматические установки пожаротушения кабельных сооружений должны эксплуатироваться на основании требований Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Ремонт автоматических стационарных установок пожаротушения кабельных сооружений должен проводиться в кратчайшие сроки.

8) Гидроизоляция и дренажные устройства кабельных сооружений, обеспечивающие отвод или автоматическую откачку воды, должны быть в исправном и работоспособном состоянии.

9) При эксплуатации кабельных линий не допускается перегрев их выше допустимых норм от оборудования и источников нагрева.

10) В помещениях АСУ ТП, щитов управления и других с паркетными полами деревянные щиты должны снизу защищаться асбестом и обиваться жестью или другим огнезащитным материалом. Съемные несгораемые плиты и цельные щиты должны иметь приспособления для быстрого их подъема вручную.

7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния Хантынтайского гидроузла

7.3.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Хантынтайского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;

- подготовка площадки к строительству и её обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- создание карьеров для выемки грунта для сооружения грунтовой плотины;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство посёлка для строителей и эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства. В этот период нарушается естественный ландшафт местности, возможно загрязнение воды сточными водами строительного посёлка, а также созданное водохранилище приводит к климатическим изменениям. После заполнения водохранилища в нём появляется много разложившейся растительности. Гниение растительности и других органических веществ может привести к выделению большого количества парниковых газов – метана и двуокиси углерода, а также загрязняющих веществ, таких как фенол. Также при строительстве Хантынского ГУ существуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, неизбежны строительные отходы, которые должны быть утилизированы соответствующим образом.

7.3.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;
2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учётом необходимых инженерных изысканий, расчётов, вариантных проработок в ТЭО, в проектах строительства водохранилищ;
3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

7.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В период строительства будет выполняться большой объём строительно-монтажных работ, следовательно, будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho = \frac{99822 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 44920 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N - объём бетонных работ;
 q - удельный норматив образования;
 ρ - плотность бетона.

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho = \frac{110 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 2,2 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры;
 q - удельный норматив образования;
 ρ – удельный вес арматуры.

Таким образом, в результате строительства будет образовано 44920 тонны лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,2 тонн отходов чёрных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы чёрного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома чёрных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как чёрный металл является вторичным ресурсом.

7.3.4 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;

- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.3.5 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 34,7 км², в том числе 100 га лесопокрытой площади. На территории затопления отсутствуют населенные пункты и важные экономические производственные социально-культурные объекты.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входит:

- мониторинг водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением, необходимо провести следующие мероприятия по возмещению ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.3.6 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.11.2007 года № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74-ФЗ от 03.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена Водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

В проекте обосновывается граница водоохраной зоны и прибрежной защитной полосы, также определяются комплекс лесохозяйственных, противозерозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.11.2007 года № 800 в водоохраной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;

- размещение складов для хранения горюче-смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохраной зоне запрещается:

- распашка земель;
- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

7.3.7 Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме этого, для обеспечения собственных нужд ГЭС требуется потребление определённого объёма воды. При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки, отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

1. Трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
2. Турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду;
3. Сточные производственные воды перед сбрасыванием очищать и провести контроль сбрасываемого стока на наличие вредных примесей. После этих процедур сбрасывать в водоём;
4. Хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоём очищать и хлорировать;
5. Твёрдые осадки из отстойников вывозить на свалки или утилизацию.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утверждёнными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязнённых вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и применяемым материалам.

При эксплуатации ГЭС должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) загрязнённых вод и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

8 Технико-экономические показатели

8.1 Расчет себестоимости электроэнергии

В данной части будет произведен расчёт основных экономических показателей, всех затрат, определение чистой прибыли и определение себестоимости электрической энергии.

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Объёмы продаж электроэнергии в годы начала эксплуатации представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов продаж электроэнергии в годы начала эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	35,25	129,25	141	141
Число часов использования установленной мощности	4 635,00	4635	4635	4635
Выработка электроэнергии, МВт·ч	163383,75	599073,75	653535	653535
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	1633,84	5990,74	6535,35	6535,35
Объём реализации электроэнергии, МВт·ч	161749,91	593083,01	646999,65	646999,65
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	970	1007	1042	1077
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	13,07	49,77	56,18	58,07
НДС к выручке, млн. руб.	1,99	7,59	8,57	8,86

Вывод: тариф на электроэнергию растёт, что влечёт за собой увеличение выручки от реализации электроэнергии. Динамика выручки положительная, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию, согласно Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро» 2017-2042 гг.

8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка	Сумма, млн. руб
Расходы на оплату труда	255,20 тыс. руб./МВт	35,98
Прочие	27,40 тыс. руб./МВт	3,86
Итого по ГЭС	283,60 тыс. руб./МВт	39,84

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
1-5 год	0,06
5-9	0,09
10-15	0,14
Свыше 15	0,20

Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн. руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс. руб./МВт	1,91
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб./МВт·ч	0,72
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс. руб./МВт·ч	0,21
Итого		36,169

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Большой Патом, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2019 г. по 2023 г. приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2019	2020	2021	2022	2023
Амортизационные отчисления, млн. руб.	19,24	46,81	47,84	47,84	47,84
Расходы на страхование, млн. руб.	-0,49	1,38	4,61	8,04	11,63
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	9,96	36,53	39,85	39,85	39,85
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	-0,03	0,09	0,29	0,50	1,09
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	0,71	2,60	2,84	2,84	2,84
Налог на воду, млн. руб.	0,63	2,77	3,14	3,14	3,14
Итого, млн. руб.	30,02	90,17	98,56	102,20	106,38

Величина текущих затрат представлена на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.1.3 Налоговые расходы

Учитываем следующие налоги:

- НДС – 18 % от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта представлены в таблице 8.6 и приложении В.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн. руб.	339,18	356,0	368,38	381,45	393,49
НДС, млн. руб.	341,52	357,69	368,66	380,27	390,93
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
Налог на имущество, млн. руб.	83,98	90,78	89,85	88,93	88,00
Водный налог, млн. руб.	10,03	10,16	10,16	10,16	10,16
Итого, млн. руб	791,00	830,94	853,36	877,11	898,89

Вывод: основную часть налоговых затрат составляют налог на прибыль и НДС. Данные налоги одни из самых больших для данного проекта, к тому же учитывая дороговизну оборудования ГЭС, данные налоговые затраты оправданы.

8.1.4 Оценка суммы прибыли

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые года эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2019	2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто), млн. руб.	142,09	540,44	610,74	631,38	650,46
Текущие расходы, млн. руб.	30,05	90,30	98,78	102,52	106,81
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн. руб.	112,03	450,14	511,96	528,86	543,66
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	1,87	7,50	8,53	8,81	9,06
НОРАТ (чистая прибыль), млн. руб.	110,17	442,63	503,42	520,05	534,59
Справочно: Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.2.

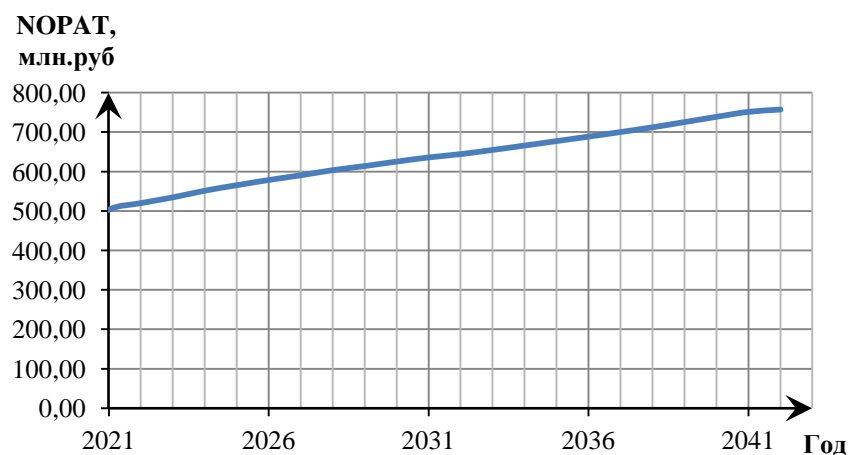


Рисунок 8.2 – График чистой прибыли

Вывод: чистая прибыль возрастает постепенно, по мере ввода в эксплуатацию оборудования ГЭС и роста выработки электроэнергии.

8.2 Удельные показатели строительства

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	82
Чистый приведённый доход – NPV, млн. руб.	2047,32
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,59
Себестоимость эл. энергии, руб./кВт·ч	0,23
Удельные капиталовложения, руб./кВт	20300
Удельные капиталовложения, руб./кВт·ч	2,22

8.3 Экономическая эффективность строительства

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых представлена в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты в первые года эксплуатации

Наименование	2019	2020	2021	2022	2023
В федеральный бюджет, млн. руб.	40,16	185,70	222,84	230,91	238,42
В региональный бюджет, млн. руб.	8,95	29,23	30,32	29,26	28,21
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	49,11	214,93	253,16	260,17	266,63

Вывод: налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.4 Анализ рисков инвестиционных проектов

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели к рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объём продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведён анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объёма инвестиций;
- в) Цена сбыта.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. На рисунке 8.3 представлен график зависимости суммы PI от изменения ставки налогов.

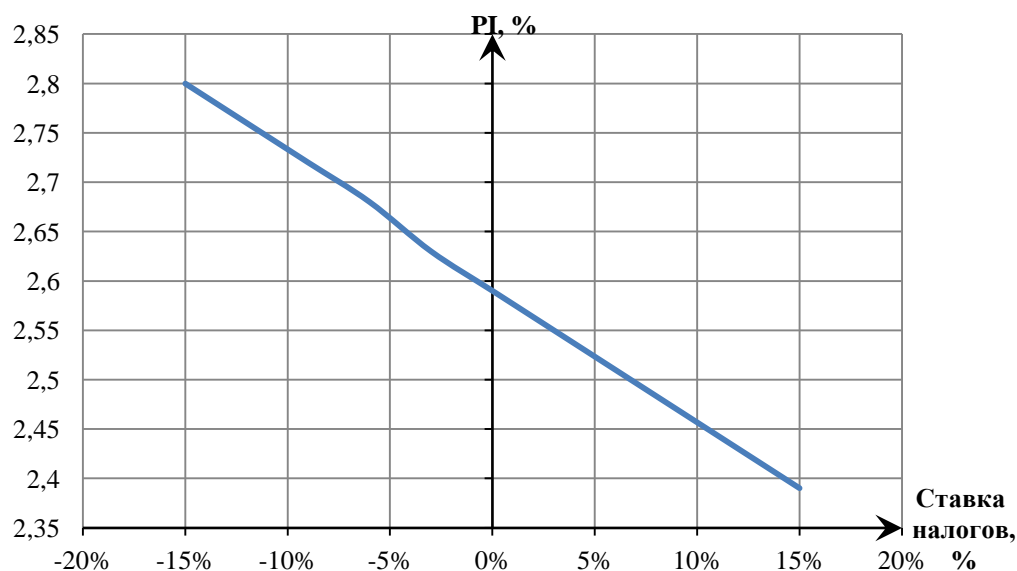


Рисунок 8.3 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: увеличение ставки налогов приводит к понижению индекса доходности. Налоги растут – доходы проекта уменьшается, деньги идут на оплату налогов.

На рисунке 8.4 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения предела объёма инвестиций.

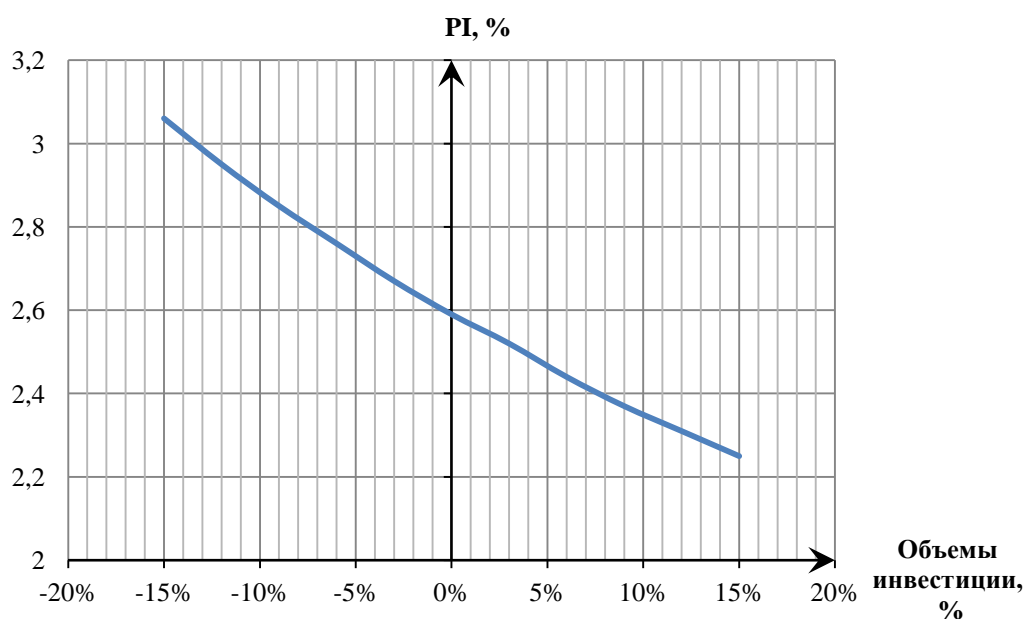


Рисунок 8.4 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения предела объёма инвестиций

Вывод: с ростом инвестиций уменьшается собственная прибыль проекта.

На рисунке 8.5 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта.

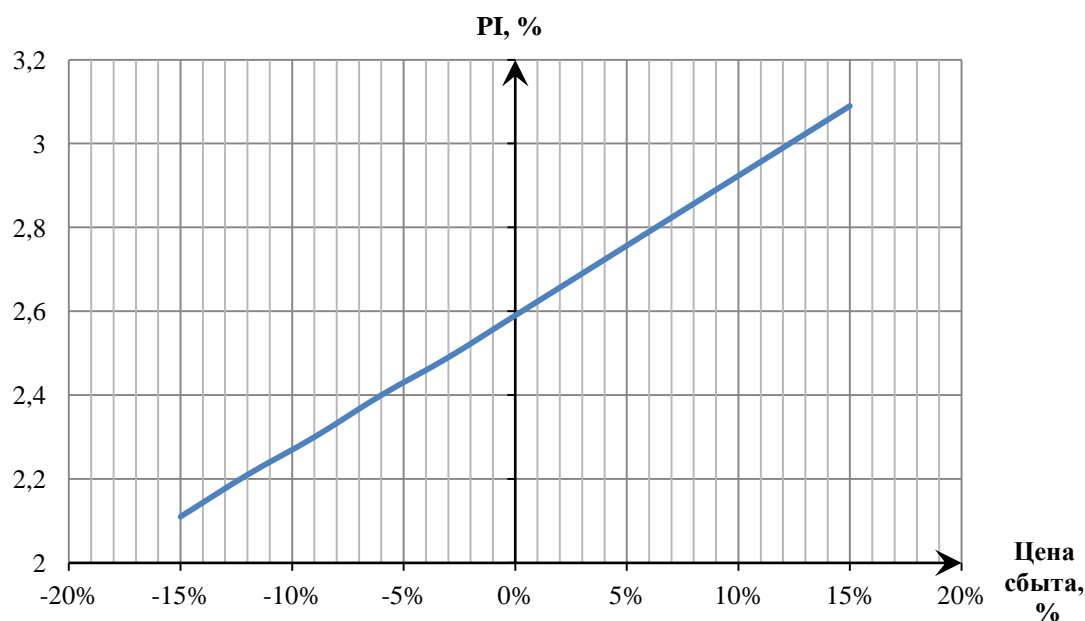


Рисунок 8.5 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта

Вывод: при увеличении цены сбыта электроэнергии, доход проекта растёт, так как растут денежные поступления в проект.

На рисунке 8.6 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования.

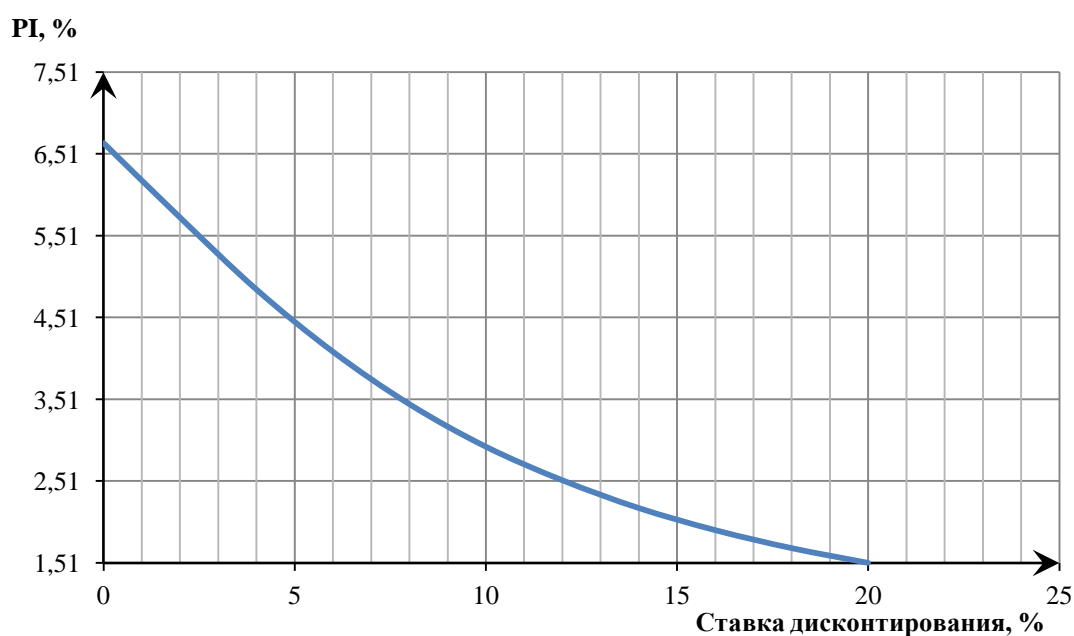


Рисунок 8.6 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования

Вывод: с увеличением ставки дисконтирования идёт пересчёт будущих доходов в единую стоимость, соответственно при росте ставки дисконтирования идёт уменьшение прибыли.

9 Система АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора, обработки и предоставления данных, отчетов, взаимодействие с СО ЕЭС, НП АТС

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) предназначена для измерения количества электрической энергии и мощности, вырабатываемой станцией и передаваемой в энергосистему по линиям электропередач с привязкой к общему астрономическому времени с заданной точностью показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ должна выполнять следующие функции:

- Измерения количества активной и реактивной мощности с предоставлением данных через каждые 30 минут (30-ти минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода, которое используется для формирования данных коммерческого отчета;
- Формирование данных о состоянии средств измерений («Журнала событий»);
- Ведение единого времени при выполнении измерении количества электроэнергии и мощности;
- Сбор результатов измерений электрической энергии и данных о состоянии средств и объектов измерения;
- Хранение результатов и состояний объектов измерений;
- Обработку, формирование отчета и передача результатов измерений, а также показателей данных схем электроснабжения, положении коммутационной аппаратуры, данных о состоянии измерения для коммерческой организации (гидроэлектростанции) и внешним организациям (СО ЕЭС и НП АТС);
- Обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, показателей данных схем электроснабжения, положении коммутационной аппаратуры, данных о состоянии измерения.

АИИС КУЭ включает в себя три уровня:

- Уровень информационно-измерительных комплексов (ИИК), который предназначен для измерения активной и реактивной мощности по одному из присоединений («точек учета»);
- Уровень информационно-вычислительных комплексов электроустановок (ИВКЭ), который предназначен для сбора и обработки информации в пределах одной электроустановки;
- Уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК) предназначен для формирования отчетных документов, хранения и передачи информации;

В состав ИИК входят:

- Измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- Счетчики электрической энергии;

- Вторичные измерительные цепи;
- Технические средства приема-передачи и каналы связи.

В состав ИВКЭ входят:

- Устройства сбора и передачи данных (УСПД);
- Технические средства приема-передачи и каналы связи.

В состав ИВК входят:

- Сервера баз данных, сбора данных, WEB-сервера с установленным программным обеспечением (ПО);
- Автоматизированные рабочие места (АРМ);
- Технические средства приема-передачи и каналы связи.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. Функцией СОЕВ является синхронизация по времени всех уровней АИИС КУЭ от источника точного времени при проведении измерений количества электроэнергии и мощности.

9.1 Основные требования к АИИС КУЭ

9.1.1 Основные требования к ИИК

- 1) Требования к измерительным трансформаторам тока и напряжения:
 - Классы точности измерительных трансформаторов тока должны быть не хуже 0,5, при реконструкции или модернизации АИИС КУЭ должны устанавливаться трансформаторы тока с классом точности не хуже 0,5S. Класс точности измерительных трансформаторов напряжения должен быть не хуже 0,5;
 - В измерительных трансформаторах напряжения, в случае их использования в целях коммерческого учета, необходимо обеспечить контроль целостности вторичных цепей трансформатора напряжения;
 - Не допускается применение промежуточных трансформаторов тока;
 - Измерительные трансформаторы должны соответствовать согласно ПУЭ классу напряжения, электродинамической, термической стойкости, климатическому исполнению.
- 2) Требования к счетчикам электроэнергии:
 - Класс точности не хуже 0,5S по активной электрической энергии;
 - Подключение по цифровым интерфейсам для автономного считывания результатов измерений и «Журнала событий», удаленного доступа и параметрирования;
 - Наличие независимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом;
 - Обеспечение защиты от несанкционированного изменения параметров счетчиков;
 - Предоставление доступа к результатам измерений и «Журнала событий» со стороны ИВКЭ или ИВК.

- Среднее время наработки должно составлять не менее 35000 часов, время восстановления не более 3 суток, межпроверочный интервал не менее 8 лет.

9.1.2 Основные требования к ИВКЭ

- 1) Должен обеспечивать хранение суточных данных от 30-ти минутных приращений электропотребления по каждому каналу, а также электропотребления за месяц по каждому каналу не менее 45 суток;
- 2) Подключение резервного источника питания и автоматического переключения на резервный источник питания при пропадании основного источника питания;
- 3) Компоненты ИВКЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа к аппаратной части и программно-информационному обеспечению;
- 4) Нарботка на отказ не менее 35000 часов, время восстановления не более 24 часа.

9.1.3 Основные требования к ИВК

- 1) Программное обеспечение должно иметь русифицированный интерфейс пользователя;
- 2) Требования к каналу связи при организации дистанционного доступа к АИИС КУЭ:
 - На весь период канал связи должен быть готов на 99%;
 - Время восстановления – не более одного часа за один рабочий день;
 - Скорость передачи данных – не менее 1 Мбит/с;
- 3) Обеспечение механической защиты ИВК от несанкционированного доступа;
- 4) Значение показателей надежности технических средств ИВК:
 - Коэффициент готовности – не менее 0,99;
 - Время восстановления – не более 1 часа.

9.2 Разработка схемы АИИС КУЭ для Хантынской ГЭС

В ходе бакалаврской работы была разработана схема АИИС КУЭ для Хантынской ГЭС. Для этого необходимо:

- На главной схеме расставить точки коммерческого учета;
- Произвести выбор аппаратуры для ИВК;
- Разработать структурную и принципиальную схему АИИС КУЭ для Хантынской ГЭС, а также разработать систему питания АИИС КУЭ.

9.2.1 Расстановка точек учета

Для того чтобы расставить точки учета, необходимо разделить элементы главной схемы на элементы коммерческого и технического учета.

К техническому учету относятся учет электрической энергии на собственные нужды станции, на потери в трансформаторах, в воздушных переходах, в ячейках ОРУ и тому подобное.

К коммерческому учету относятся учет электрической энергии в генерации и на отходящих линиях.

Производим расстановку точек учета, а именно:

- На Г1-Г4, подключаем к измерительным трансформаторам на главных выводах;
- На Л1 и Л2, подключаем к измерительным трансформаторам на отходящих линиях.

Суммарно получилось 6 точек учета.

9.2.2 Выбор аппаратуры для ИВК

АИИС КУЭ Хантынской ГЭС будет состоять из двух уровней: ИИК и ИВК.

Первый уровень будет состоять из комбинированного трансформатора тока и напряжения ЦТТН, многофункционального измерительного устройства ESM-SV-220-A2E2-02A и оптоволоконного кабеля, который будет связывать первый уровень со вторым. Класс точности ЦТТН по напряжению 0,2, по току 0,2S.

Передача данных с ЦТТН ведется в соответствии с протоколом IEC 61850-9-2LE. На выходе трансформаторы формируют несколько потоков измерений мгновенных значений силы тока и напряжения с частотой дискретизации 12800 Гц, то есть они отправляют 256 отчетов за период промышленной частоты 50 Гц. Синхронизация электронных блоков с системой точного времени осуществляется по сигналу РТР.

ESM-SV-220-A2E2-02A – многофункциональное измерительное устройство, объединяющее в себе трехфазный многотарифный счетчик ЭЭ, прибор измерения показателя качества ЭЭ и многофункциональный измерительный преобразователь. Это устройство обеспечивает учет активной и реактивной ЭЭ. Встроенная память хранит показания ЭЭ за сутки, месяц, год, а также усредненные значения мощности.

Второй уровень будут связываться по каналу Ethernet. Через коммутаторы будет связь ESM с серверами сбора, времени, баз данных, WEB-серверов и сетью АСУ ТП ХанГЭС. Также обеспечивается возможность выхода с АРМ в локальную сеть по программируемому IP-адресу.

Выбираем 2 типа коммутаторов:

- 1) MOXA EDS-508A, которые будут установлены в серверной ЦПУ в количестве двух штук;

2) MOXA EDS-505A-MM-SC, который будет установлен в релейном зале ОПУ ОРУ 220 кВ.

Принимаем сервера баз, сбора данных и WEB-сервера типа HP ProLiant DL360, который будет собирать данные и отправлять в организации ОРЭМ:

- НП АТС;
- Иркутское РДУ.

Принимаем сервер точного времени СТВ-01 для синхронизации всех устройств по времени.

9.2.3 Разработка схемы АИИС КУЭ

Структурная схема АИИС КУЭ Хантынской ГЭС представлена на рисунке 9.1.

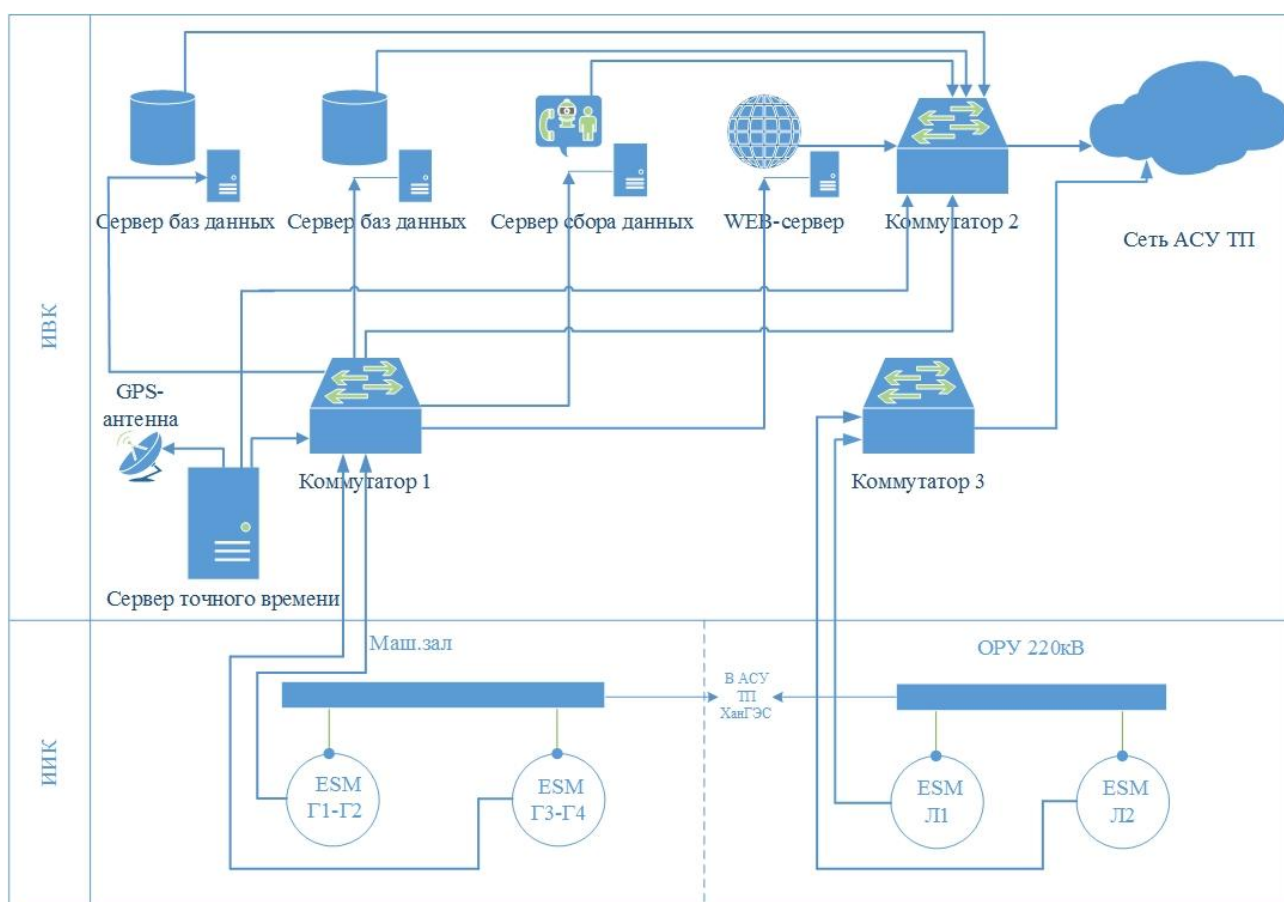


Рисунок 9.1 – Структурная схема АИИС КУЭ Хантынской ГЭС

Информационно-измерительный комплекс (ИВК) располагается в помещении релейного щита центрального пульта управления (ЦПУ) и на релейном щите общестанционного пульта управления (ОПУ) в ОРУ-220. Сервера базы данных, сбора данных, WEB-сервера, точного времени располагаются в серверном помещении, находящемся на ЦПУ.

Принципиальная схема АИИС КУЭ представлена на чертеже «Схема принципиальная АИИС КУЭ Хантынской ГЭС».

Питание осуществляется напряжением 220 В переменного тока. Резервным источником питания принимаем инвертор, который преобразует постоянный ток с двух систем шин СОПТ в переменный ток. Принципиальная схема электропитания АИИС КУЭ представлена на чертеже «Схема принципиальная электропитания АИИС КУЭ Хантынской ГЭС».

9.3 Системы сбора, обработки и предоставления данных и отчетов

К системам сбора, обработки и предоставления данных и отчетов, как отмечалось ранее, относятся ИВКЭ и ИВК.

Устройство сбора и передачи данных является промышленным контролером и состоит из процессора, оперативной памяти, диска на флеш-памяти, модулей ввода аналоговых и дискретных сигналов, энергонезависимых часы, интерфейсов ввода-вывода, встроенных средств управления ГЛОНАСС/GPS приемника точного времени. На рисунке 9.2 представлено устройство сбора и передачи данных типа ЭКОМ-3100 от производителя ProSoft Systems.



Рисунок 9.2 - Устройство сбора и передачи данных типа ЭКОМ-3100

Сервера баз данных и сбора данных выполняют функцию сбора хранения и отображения информации о генерируемой и отпущенной электроэнергии. Они устанавливаются в один шкаф АИИС КУЭ в серверном помещении.

9.4 Взаимодействие с СО ЕЭС и НП АТС

Участники ОРЭМ между собой, а также участники ОРЭМ и ФСК по смежным сечениям для обеспечения функционирования системы коммерческого учета электроэнергии на ОРЭМ регулируют порядок

информационного обмена, процедуру учета, порядок расчета и согласования количества электроэнергии.

К субъектам отношений в сфере КУ относятся:

- Коммерческий оператор (НП АТС);
- Системный оператор (СО ЕЭС);
- Участники ОРЭМ (поставщики электрической энергии).

Поставщики электрической энергии из систем АИИС КУЭ предоставляют коммерческому оператору результаты измерений, полученные с использованием АИИС КУЭ, имеющих Акт о соответствии АИИС КУЭ. Информация предоставляется автоматически или по электронной почте в виде макета 80020 и 80040. Макет – это файл XML-формата, в котором содержится зашифрованная информация о результатах измерений. После проверки правильности результатов измерений, коммерческий оператор отправляет участнику ОРЭМ по электронной почте результаты проверки в виде XML-документа.

Поставщики электрической энергии и СО самостоятельно определяют порядок формирования и согласования актов учета оборота генерации. Для этого создается макет 51070 (почасовки) для актов оборота по генерации и внутренней генерации и макет 50080 (почасовки) для интегрального акта учета перетоков.

Порядок взаимодействия между АТС и участниками ОРЭМ. Участник ОРЭМ предоставляет в АТС:

- 1) До 12 часов рабочего дня, следующего за операционными сутками – Предоставление данных коммерческого учета ЭЭ в электронном виде XML-файлов в макете 80020;
- 2) До 5 числа месяца, включительно, следующего за отчетным – Предоставление согласованных актов оборота по генерации, в том числе и внутренней генерации в электронном виде XML-файлов в макете 51070;
- 3) До 6 числа месяца, включительно, следующего за отчетным – Предоставление согласованных интегральных актов перетоков в электронном виде XML-файлов в макете 51070;

За 3 дня до окончания месяца – АТС направляет участникам ОРЭМ коды и идентификаторы ГТП на следующий месяц (для целей сверки).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс]// ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. Ч. 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС /сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014
4. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002. – 541с.
5. ГОСТ 21.501-2011 СПДС Правила выполнения рабочей документации архитектурных и конструкторских решений. – Введен 01.05.2013. Стандартиформ. 2013. – 45с.
6. ОСТ 108.023.105-84 Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые. – Введен 08.05.1984. Ленинград. 1986.–12с.
7. СТО 17330282.27.140.022-2008 Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования. – Введен 30.07.2008. «ЕЭС России». Москва. 2008. – 82 с.
8. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введен 30.07.2012. ОАО «РусГидро». Москва. 2012. – 290с.
9. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.1 Основное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
10. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.2 Вспомогательное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
11. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартиформ, 2015. – 28с.
12. ГОСТ Р 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартиформ, 2015. – 21с.
13. ГОСТ Р 57114-2016 Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое

управление. Термины и определения. Введен 04.10.2016 – Москва: Стандартинформ, 2016. – 20с.

14. СТО 17330282.27.140.008-2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введен 15.05.2008 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 166с.

15. СТО 17330282.27.140.020-2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введен 30.07.2008 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 38с.

16. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. Введен 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19с.

17. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Введен 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128с.

18. СТО 59012820-29.240.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Введен 31.12.2009 – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132с.

19. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий /Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский Федеральный Университет; Саяно-Шушенский Филиал, 2010. - 180с.

20. Файбесович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д.Л. Файбесовича. – 4-е издание, переработанное и дополненное. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376с: ил.

21. Неклепаев, Б.И. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. – 4-е издание, переработанное и дополненное. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.; ил.

22. Толстихина, Л.В. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования / сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно-Шушенский Филиал СФУ, 2012. – 40с.

23. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706с.

24. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.

25. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.

26. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. - М.: ФГУП ЦПП, 2012.

27. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.

28. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.1. - 584 с.
29. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
30. СНиП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. - М.: Госстрой, 1989.
31. СНиП 2.06.05-84. Плотины из грунтовых материалов. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
32. Гидрология и гидротехнические сооружения: Учеб. для вузов по спец. «Водоснабжение и канализация»/ Г.Н. Смирнов, Е.В. Курлович, И.А. Витрешко, И.А. Малыгина; Под редакцией Г.Н. Смирнова. М.: Высш. шк., 1988 – 472 с.: ил.
33. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2042 гг.»
34. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
35. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
36. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
37. ПНСТ 159-2016 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии. Общие технические условия. –М.: ВНИИНМАШ, 2017.
38. Приложение 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка – «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (мощности). Технические требования» с изменениями от 24 января 2018 года. –М.: НП Совет рынка, 2018.
39. Приложение 11.4 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка – «Методические указания по предоставлению информации в АО «АТС» о состоянии системы учета электроэнергии заявителя (опросные листы)» с изменениями от 19 декабря 2016 года. –М.: НП Совет рынка, 2016.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Таблица А.1 – Гидрологический ряд для реки Большой Патом

Год	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Q _{ср.год}
1936	102	70	67	65	766	864	325	323	304	366	290	170	309
1937	103	73	70	71	967	885	559	572	1060	319	164	136	415
1938	84	57	51	51	775	1250	580	532	369	265	172	126	359
1939	68	53	49	59	552	649	322	307	308	205	119	114	234
1940	74	48	45	43	755	1580	558	365	339	264	189	180	370
1941	102	63	54	51	604	1240	328	288	283	235	147	120	293
1942	66	50	48	47	502	1570	459	304	301	246	148	115	321
1943	48	47	44	270	935	537	403	389	372	313	166	141	305
1944	78	52	47	47	708	1400	936	612	365	258	165	123	399
1945	64	50	45	47	1230	865	562	655	518	327	285	212	405
1946	84	55	43	39	560	2200	578	350	267	210	132	123	387
1947	56	46	38	62	1120	562	255	234	283	224	107	95	257
1948	49	39	36	40	583	1510	442	350	407	231	140	128	330
1949	79	54	47	45	953	1360	673	463	427	280	144	164	391
1950	75	53	49	50	834	1220	433	347	315	183	162	125	320
1951	95	74	53	54	1280	936	466	388	387	298	456	298	399
1952	95	63	57	58	624	1360	385	627	361	290	194	145	355
1953	74	60	58	63	947	1090	306	387	402	290	130	115	327
1954	80	51	46	43	471	1560	372	254	253	208	128	106	298
1955	56	44	42	43	911	1660	350	257	236	158	100	103	330
1956	62	45	39	41	355	1950	721	670	429	242	190	168	409
1957	110	58	39	46	881	926	496	320	466	435	107	83	331
1958	67	61	54	58	1020	1730	576	713	455	320	246	180	457
1959	140	110	96	75	501	2250	391	296	303	267	255	180	405
1960	60	45	45	54	602	1090	632	757	522	328	127	104	364
1961	86	89	88	91	793	1660	593	377	337	264	107	105	383
1962	103	84	80	81	616	2330	509	295	274	279	94	102	404
1963	109	108	105	103	578	1580	542	320	339	280	104	53	352
1964	24	15	16	20	1060	1050	1030	376	289	231	181	146	370
1965	51	34	37	59	440	1120	437	281	300	268	102	54	265
1966	26	32	38	38	708	1050	304	216	367	256	244	110	282
1967	51	42	43	107	1090	1260	305	682	397	339	157	139	384
1968	114	77	82	120	1320	772	346	281	249	109	76	40	299
1969	22	16	14	19	524	1110	292	251	325	177	102	64	243
1970	42	34	35	65	860	1290	392	276	322	193	143	102	313
1971	77	51	42	48	941	911	336	369	507	289	166	146	324
1972	95	80	58	54	429	1410	529	347	345	238	215	93	324
1973	66	37	36	53	643	1170	482	456	258	127	90	109	294
1974	64	51	44	41	423	1660	606	628	415	259	148	105	370
1975	70	60	53	115	935	748	719	1030	572	333	83	66	399
1976	56	77	74	68	596	1440	349	345	335	250	157	55	317

Продолжение таблицы А.1

Год	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Q _{ср.год}
1977	60	41	37	47	838	1120	408	310	412	300	169	127	322
1978	76	60	48	51	557	2340	754	395	429	303	134	111	438
1979	78	59	66	70	931	1310	317	343	444	284	127	135	347
1980	83	64	67	78	595	1780	439	329	307	193	69	107	343
1981	58	50	45	82	1180	1350	907	726	541	282	135	118	456
1982	99	76	73	82	708	2110	608	429	418	229	101	129	422
1983	97	78	61	57	616	1670	866	601	539	362	289	196	453
1984	129	64	67	89	1020	1050	456	337	286	176	138	130	329
1985	59	47	48	65	622	1010	223	193	282	161	42	109	239
1986	70	66	62	78	784	1194	271	283	336	189	120	69	293
1987	51	44	45	44	539	1477	438	334	271	192	113	79	302
1988	63	46	38	66	835	1263	894	539	555	350	241	167	421
1989	98	90	81	98	854	1530	714	606	359	223	146	135	411
1990	87	56	59	77	1180	790	476	339	270	221	142	114	318
Среднее	75	57	53	65	775	1324	503	419	378	257	156	123	349



Рисунок А.1 – Местоположение створа Хантынтайской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Таблица Б.1 – Перераспределение стока

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее
$Q_{90\%}^t$	81	64	57	59	440	1120	437	281	300	188	62	94	265
$Q_{и}^t$				0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53				
$Q_{л}^t$	2	2	2	-6	-6					2	2	2	
$Q_{ф}^t$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Требования ВХК													
$\Sigma Q_{90\%}^t$	3183												
$Q_{ВХК}^t$	118	118	118	236	236	236	236	236	236	118	118	118	
$Q_{сан.пуск}^t$	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
Режим работы 1 работа по водотоку													
$\Sigma Q_{потерь}^t$	3	3	3	-4	-4	2	2	2	2	3	3	3	
$Q_{п.быт}^t$	78	61	54	63	444	1118	435	279	298	185	59	91	
$Z_{ВБ}$	200												
$Z_{НБ}$	172,63	172,50	172,45	172,67	175,05	176,18	175,02	174,29	174,40	172,63	172,50	172,45	
H^t	27,37	27,50	27,55	27,33	24,95	23,82	24,98	25,71	25,60	27,37	27,50	27,55	
$N_{пол}^t$	18	14	13	15	95	229	94	62	66	44	14	22	
Режим работы 2 режим по ВХК													
$Q_{ВХК}^t$	118	118	118	236	236	236	236	236	236	118	118	118	
$Z_{ВБ}$	200												
$Z_{НБ}$	172,93	172,93	172,93	174,03	174,03	174,03	174,03	174,03	174,03	172,93	172,93	172,93	
H^t	26,57	26,57	26,57	25,47	25,47	25,47	25,47	25,47	25,47	26,57	26,57	26,57	
$N_{ВХК}^t$	27	27	27	52	52	52	52	52	52	27	27	27	Сумма
$N_{пол}^t - N_{ВХК}^t$	-9	-13	-14	-37	44	177	42	10	14	17	-13	-5	214

Таблица Б.2 – Расчет сработки-наполнения в маловодном году в первом приближении

Месяц	$Q_{90\%}^t$	Q_{ϕ}^t	$Q_{\text{вдхр}}^t$	$Q_{\text{х.с}}^t$	$Q_{\text{ГЭС}}^t$	$Q_{\text{НБ}}^t$	$Q_{\text{ВХК}}^t$	$W_{\text{нач}}^t$	ΔW^t	$W_{\text{кон}}^t$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{нач}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{кон}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{сп}}$	$Z_{\text{НБ}}$	H^t	$N_{\text{ГЭС}}^t$	$N_{\text{гир}}^t$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
XI	62	1	54	0	116	117	118	5,16	0,14	5,02	200,00	199,79	199,90	172,92	27	31	Работа ВХК
XII	94	1	353	0	447	448	118	5,02	0,95	4,08	199,79	198,61	199,20	174,77	24	107	107
I	81	1	400	0	481	482	118	4,08	1,07	3,00	198,61	196,45	197,53	174,91	23	107	107
II	64	1	52	0	116	117	118	3,00	0,13	2,88	196,45	196,13	196,29	172,92	23	27	Работа ВХК
III	57	1	59	0	116	117	118	2,88	0,16	2,72	196,13	195,72	195,92	173,16	23	26	Работа ВХК
IV	59	1	175	0	234	235	236	2,72	0,45	2,27	195,72	194,56	195,14	174,03	21	48	Работа ВХК
V	440	1	-206	0	234	235	236	2,27	-0,53	2,80	194,56	195,93	195,24	174,03	21	49	Работа ВХК
VI	1120	1	-886	0	234	235	236	2,80	-2,37	5,17	195,93	200,02	197,97	174,03	24	55	Работа ВХК
VII	437	1	-203	0	234	235	236	5,17	-0,53	5,70	200,02	200,98	200,50	174,03	26	61	Работа ВХК
VIII	281	1	-47	0	234	235	236	5,70	-0,13	5,83	200,98	201,22	201,10	174,03	27	62	Работа ВХК
IX	300	1	-66	0	234	235	236	5,83	-0,17	6,00	201,22	201,50	201,36	173,69	28	64	Работа ВХК
X	188	1	-72	0	116	117	118	6,00	-0,19	6,19	201,50	201,70	201,60	172,92	29	33	Работа ВХК
XI											201,70						

Таблица Б.3 – Расчет сработки-наполнения в маловодном году в последнем приближении

Месяц	$Q_{90\%}^t$	Q_{ϕ}^t	$Q_{\text{ВДХР}}^t$	$Q_{\text{х.с}}^t$	$Q_{\text{ГЭС}}^t$	$Q_{\text{НБ}}^t$	$Q_{\text{ВХК}}^t$	$W_{\text{нач}}^t$	ΔW^t	$W_{\text{кон}}^t$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{нач}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{кон}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{сп}}$	$Z_{\text{НБ}}$	H^t	$N_{\text{ГЭС}}^t$	$N_{\text{гир}}^t$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
XI	62	1	55	0	117	118	118	5,16	0,14	5,02	200,00	199,79	199,89	172,93	27	31	Работа ВХК
XII	94	1	508	0	602	603	118	5,02	1,36	3,66	199,79	197,93	198,86	175,37	23	139	139
I	81	1	620	0	701	702	118	3,66	1,66	2,00	197,93	193,93	195,93	175,68	20	139	139
II	64	1	53	0	117	118	118	2,00	0,13	1,87	193,93	193,63	193,78	172,93	21	24	Работа ВХК
III	57	1	60	0	117	118	118	1,87	0,16	1,71	193,63	193,26	193,45	173,16	20	23	Работа ВХК
IV	59	1	176	0	235	236	236	1,71	0,46	1,25	193,26	191,91	192,59	174,03	19	43	Работа ВХК
V	440	1	-205	0	235	236	236	1,25	-0,53	1,78	191,91	193,44	192,67	174,03	19	43	Работа ВХК
VI	1120	1	-885	0	235	236	236	1,78	-2,37	4,15	193,44	198,72	196,08	174,03	22	51	Работа ВХК
VII	437	1	-202	0	235	236	236	4,15	-0,52	4,68	198,72	199,35	199,03	174,03	25	58	Работа ВХК
VIII	281	1	-46	0	235	236	236	4,68	-0,12	4,80	199,35	199,50	199,42	174,03	25	59	Работа ВХК
IX	300	1	-65	0	235	236	236	4,80	-0,17	4,97	199,50	199,72	199,61	173,70	26	60	Работа ВХК
X	188	1	-71	0	117	118	118	4,97	-0,19	5,16	199,72	200,00	199,86	172,93	27	31	Работа ВХК
XI											200,00						

Таблица Б.4 – Расчет сработки-наполнения в средневодном году по отметкам верхнего бьефа

Месяц	$Q_{90\%}^t$	Q_{ϕ}^t	$Q_{\text{вдхр}}^t$	$Q_{\text{х.с}}^t$	$Q_{\text{ГЭС}}^t$	$Q_{\text{НБ}}^t$	$Q_{\text{ВХК}}^t$	$W_{\text{нач}}^t$	ΔW^t	$W_{\text{кон}}^t$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{нач}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{кон}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{ср}}$	$Z_{\text{НБ}}$	H^t	$N_{\text{ГЭС}}^t$	$\Xi_{\text{ГЭС}}^t$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
XI	69	1	55	0	124	125	118	5,16	0,14	5,02	200,00	199,79	199,89	172,98	27	33	23,57
XII	107	1	508	150	615	766	118	5,02	1,36	3,66	199,79	197,93	198,86	175,87	23	139	103,20
I	93	1	620	100	713	814	118	3,66	1,66	2,00	197,93	193,93	195,93	176,00	20	139	103,72
II	64	1	53	0	117	118	118	2,00	0,13	1,87	193,93	193,63	193,78	172,93	21	24	16,08
III	67	1	60	0	127	128	118	1,87	0,16	1,71	193,63	193,26	193,45	173,25	20	25	18,72
IV	78	1	176	0	254	255	236	1,71	0,46	1,25	193,26	191,91	192,59	174,15	18	46	33,08
V	595	1	-205	0	390	391	236	1,25	-0,53	1,78	191,91	193,44	192,67	174,84	18	68	49,13
VI	1780	1	-885	4200	895	5096	236	1,78	-2,37	4,15	193,44	198,72	196,08	179,95	16	142	105,34
VII	439	1	-202	0	237	238	236	4,15	-0,52	4,68	198,72	199,35	199,03	174,04	25	58	41,83
VIII	329	1	-46	0	283	284	236	4,68	-0,12	4,80	199,35	199,50	199,42	174,32	25	70	51,86
IX	307	1	-65	0	242	243	236	4,80	-0,17	4,97	199,50	199,72	199,61	173,74	26	61	44,22
X	193	1	-71	0	122	123	118	4,97	-0,19	5,16	199,72	200,00	199,86	172,97	27	32	23,95
XI											200,00					Сумма Э	614,69

Таблица Б.5 – Расчет сработки-наполнения в средневодном году по гарантированной мощности

Месяц	$Q_{90\%}^t$	Q_{ϕ}^t	$Q_{\text{вдхр}}^t$	$Q_{\text{х.с}}^t$	$Q_{\text{ГЭС}}^t$	$Q_{\text{НБ}}^t$	$Q_{\text{ВХК}}^t$	$W_{\text{нач}}^t$	ΔW^t	$W_{\text{кон}}^t$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{нач}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{кон}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{сп}}$	$Z_{\text{НБ}}^t$	H^t	$N_{\text{ГЭС}}^t$	$\Xi_{\text{ГЭС}}^t$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
XI	69	1	48	0	117	118	118	5,16	0,12	5,04	200,00	199,81	199,91	172,93	27	31	22,29
XII	107	1	495	0	602	603	118	5,04	1,33	3,71	199,81	198,03	198,92	175,37	24	139	103,50
I	83	1	610	0	693	694	118	3,71	1,63	2,08	198,03	194,11	196,07	175,66	20	139	103,24
II	64	1	53	0	117	118	118	2,08	0,13	1,95	194,11	193,82	193,96	172,93	21	24	16,22
III	67	1	60	0	127	128	118	1,95	0,16	1,79	193,82	193,45	193,63	173,25	20	25	18,89
IV	78	1	207	0	285	286	236	1,79	0,54	1,25	193,45	191,91	192,68	174,33	18	51	36,94
V	595	1	-250	0	345	346	236	1,25	-0,65	1,90	191,91	193,70	192,81	174,64	18	61	44,27
VI	1780	1	-1100	1000	680	1681	236	1,90	-2,95	4,85	193,70	199,56	196,63	176,66	20	133	99,13
VII	439	1	-30	0	409	410	236	4,85	-0,08	4,92	199,56	199,66	199,61	174,92	25	99	71,32
VIII	329	1	-26	0	303	304	236	4,92	-0,07	4,99	199,66	199,75	199,70	174,43	25	75	55,90
IX	307	1	-25	0	282	283	236	4,99	-0,06	5,06	199,75	199,85	199,80	173,97	26	71	51,45
X	193	1	-37	0	156	157	118	5,06	-0,10	5,16	199,85	200,00	199,92	173,20	27	41	30,42
XI											200,00					Сумма Э	653,58

Таблица Б.6 – Баланс мощности энергосистемы

Месяц	Энергосистема			Проектируемая ГЭС			Существующие ГЭС				ТЭС			
	$P_{\text{мах}}$	$P_{\text{авар.рез}}$	$P_{\text{нагр.рез}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{авар}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{авар}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$
I	7639	611,2	114,6	139	2,1		3789	303	57		3712	56	297	
II	7352	588,1	110,3	24	0,4		3600	288	54		3728	56	298	
III	6853	548,2	102,8	23	0,3		3500	280	53	157,87	3330	50	266	
IV	6277	502,2	94,2	43	0,6		3400	272	51	157,87	2834	43	227	90,8
V	5779	462,3	86,7	43	0,6		3300	264	50		2436	37	195	150,0
VI	5491	439,3	82,4	51	0,8		3200	256	48		2240	34	179	460,0
VII	5491	439,3	82,4	58	0,9		3200	256	48		2233	33	179	460,0
VIII	5779	462,3	86,7	59	0,9		3300	264	50		2420	36	194	150,0
IX	6277	502,2	94,2	60	0,9		3400	272	51	157,87	2817	42	225	90,8
X	6853	548,2	102,8	31	0,5	23,5	3500	280	53	157,87	3322	50	266	
XI	7352	588,1	110,3	31	0,5		3600	288	54		3721	56	298	
XII	7639	611,2	114,6	139	2,1		3789	303	57		3712	56	297	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ГИДРОТУРБИННОЕ, ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Таблица В.1 – Выбор гидротурбины

D_1 , м	7,1	6,7	6,3	6	5,6	5,3	5
η_n , о.е	0,921	0,920	0,920	0,919	0,918	0,918	0,917
$N'_{ГА}$, кВт	71176,81	63342,60	55966,89	50735,86	44161,97	39532,03	35159,52
$Z'_{ГА}$	1,98	2,23	2,52	2,78	3,19	3,57	4,01
$Z_{ГА}$	2	3	3	3	4	4	5
$N_{ГА}$, кВт	70500	47000	47000	47000	35250	35250	28200
Δ_p	1,039	1,039	1,038	1,037	1,037	1,036	1,035
n'_c , об/мин	83,27	88,22	93,79	98,45	105,44	111,37	118,01
n_c , об/мин	88,2	93,8	100	100	107,1	125	125
n'_{1min} , об/мин	155	155	156	148	148	164	155
n'_{1p} , об/мин	138	138	139	132	132	146	138
n'_{1max} , об/мин	119	120	120	114	114	126	119
$Q'_1 \cdot \eta_n$	1,656	1,239	1,402	1,546	1,331	1,486	1,335
Q'_1 , м ³ /с	1,798	1,347	1,524	1,681	1,449	1,618	1,456
$Q'_{max.сан}$, м ³ /с	0,445	0,500	0,566	0,624	0,717	0,800	0,899
$Q'_{min.сан}$, м ³ /с	0,578	0,649	0,734	0,810	0,930	1,038	1,167
$Q'_{1max} \cdot \eta_n$	1,071	0,802	0,907	1,000	0,861	0,961	0,864
Q'_{1max} , м ³ /с	1,163	0,871	0,986	1,088	0,937	1,047	0,942

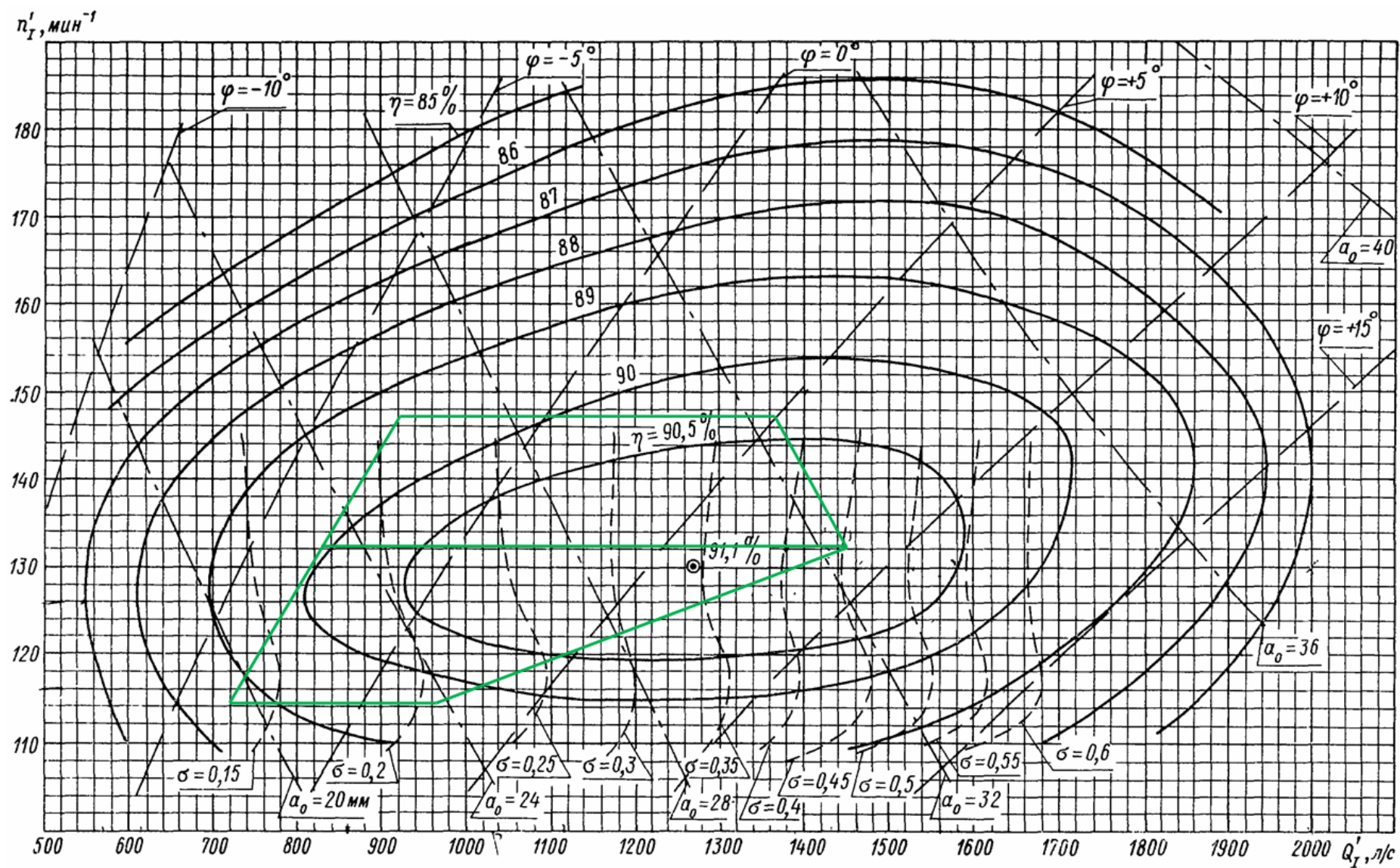


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ306-B-560 с отмеченной зоной работы

ПРИЛОЖЕНИЕ Г **ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Вид охлаждения	Масса, т				Длина (L)х ширина (В)х высота (Н), мм установочные транспортные
		ВН	НН			полная	масла	масла для доливки	транспортная	
ТДЦ-125000/220-У1	125000	242	10,5; 13,8	УН/Д-11	ДЦ	132,4	25	4,9	120	8100х4930х8035 6940х2750х4335

Рисунок Г.1 – Основные технические параметры ТДЦ-125000/220 УХЛ1

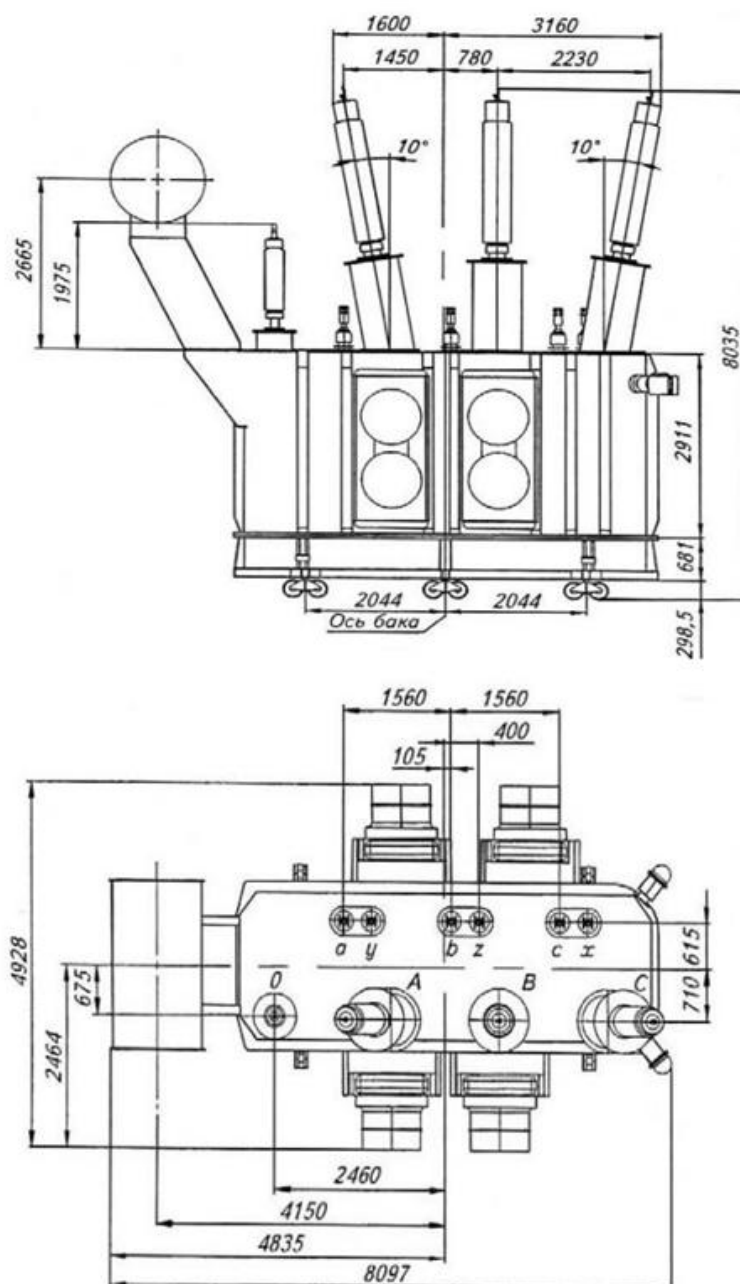
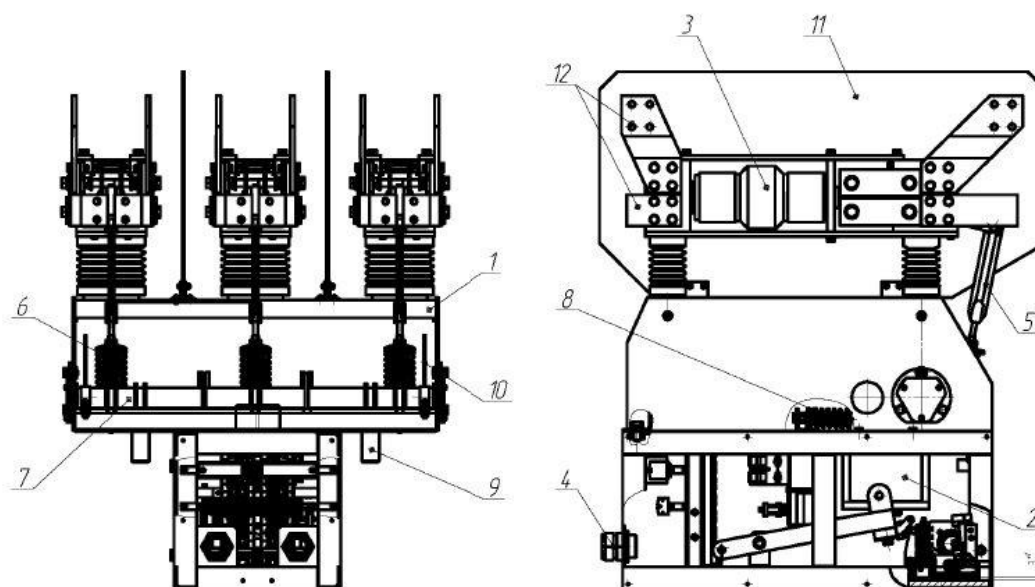


Рисунок Г.2 – Геометрические размеры ТДЦ-125000/220 УХЛ1

Наименование параметра	Норма
1. Номинальное напряжение, кВ	10
2. Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
3. Номинальный ток, А	4000; 5000
4. Номинальный ток отключения, кА	63
5. Параметры сквозного тока короткого замыкания:	
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости), кА	161
- начальное действующее значение периодической составляющей, кА	63
- среднеквадратичное значение тока (ток термической стойкости) за время 3 с, кА	63
6. Собственное время отключения, с, не более	0,05
7. Собственное время включения, с, не более	0,08
8. Полное время отключения выключателя с приводом, с, не более	0,1
9. Номинальное напряжение постоянного тока катушки контактора и электромагнитов привода, В	110; 220
10. Ток потребления электромагнитов, А	
- включающий электромагнит YA2, 220	400/200
- отключающий электромагнит YA1, 110/220	4/2
11. Масса выключателя, кг, не более	
без подставки	
- номинальный ток 4000, А	320
- номинальный ток 5000, А	350
с подставкой	
- номинальный ток 4000, А	350
- номинальный ток 5000, А	380
12. Масса шкафа управления, кг, не более	40
Масса шкафа управления с подставкой, кг, не более	74

Рисунок Г.3 – Основные технические параметры ВГГ-10/63-4000

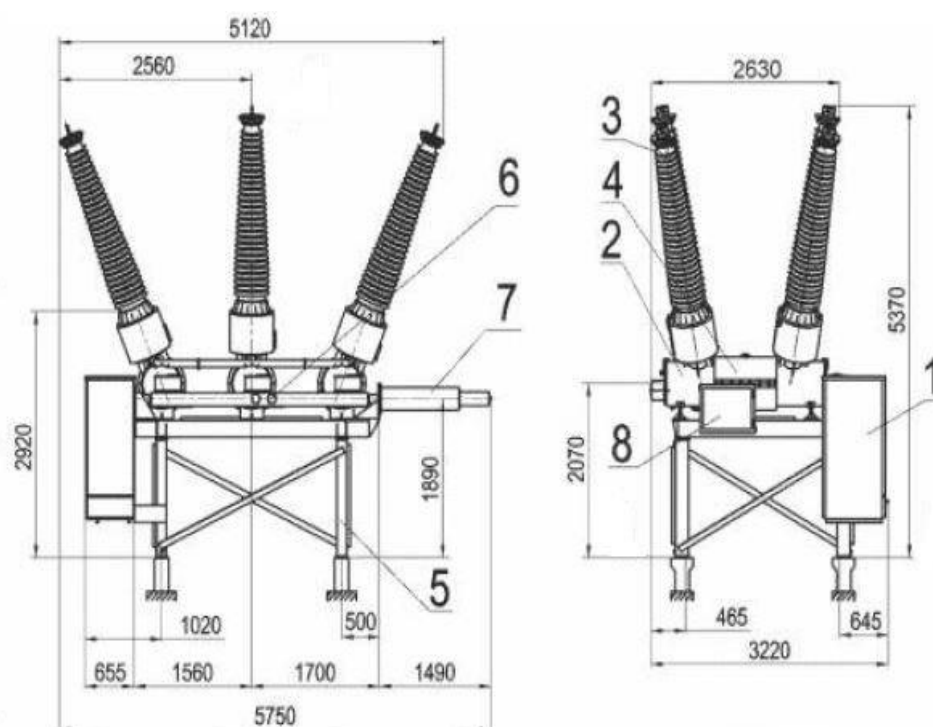


1 - рама; 2 - электромагнитный привод; 3 - полюс; 4 - кабельный ввод; 5 - изоляционная тяга; 6 - механизм пружинный; 7 - вал выключателя; 8 - отключающая пружина; 9 - буфер; 10 - указатель; 11 - изоляционная перегородка; 12 - шины.

Рисунок Г.4 – Общий вид выключателя ВГГ-10/63-4000

№	Наименование параметра	Значение
1	Номинальное напряжение, кВ	220
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
3	Номинальный ток, А	2500, 3150 ¹
4	Номинальный ток отключения, кА	50
Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА:		
	Наибольший пик	125
	Начальное действующее значение периодической составляющей	50
5	Ток термической стойкости	50
	Время протекания термической стойкости, с	3
	Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %	47
Параметры тока включения, кА		
6	Наибольший пик	125
	Начальное действующее значение периодической составляющей	50
7	Собственное время отключения, с, не более	0,020 ^{+0,005} / _{-0,002}
8	Полное время отключения, с, не более	0,05
9	Собственное время включения, с, не более	0,07
10	Ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А, не более	125
11	Ток одиночной конденсаторной батареи, отключаемый без повторных пробоев, А	400

Рисунок Г.5 – Основные технические параметры выключателя ВЭБ - УЭТМ[®] - 220 УХЛ1

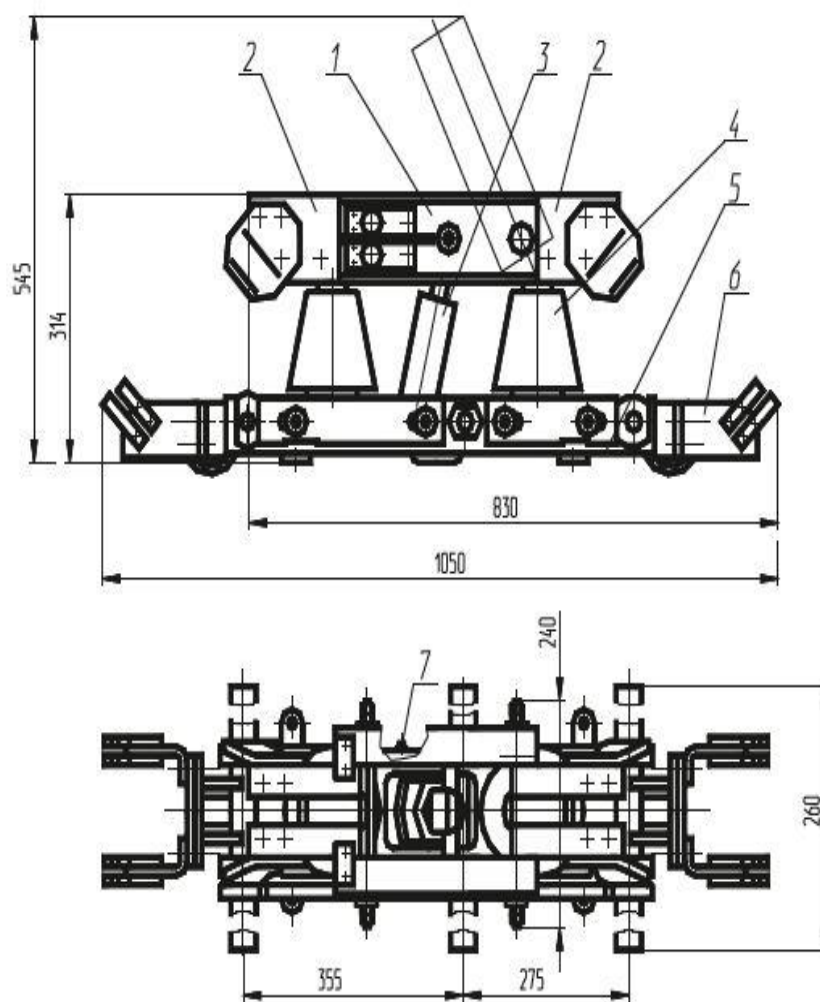


1- привод пружинный; 2-устройство гасительное; 3-ввод; 4-устройство электрообогрева; 5-рама; 6- указатель положения контактов; 7-механизм отключающий; 8- шкаф вторичных соединений.

Рисунок Г.6 – Общий вид выключателя ВЭБ - УЭТМ[®]-220 УХЛ1

Наименование параметра	РВР3-10/4000 МУЗ
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	4000
Ток термической стойкости, кА	50
Ток электродинамической стойкости, кА	125
Время протекания тока термической стойкости, с	
- для главных ножей	3
- для заземлителей	1
Частота, Гц	50

Рисунок Г.7 – Основные технические характеристики РВР(3) 2-10/4000 МУЗ



- 1 - подвижные контактные ножи; 2 - неподвижный контакт; 3 - тяговый изолятор; 4 - опорный изолятор;
5 - цоколь; 6 - заземлитель; 7 - болт заземления.

Рисунок Г.8 – Общий вид РВР(3) 2-10/4000 МУЗ

Наименование параметра	РГП-220/1000-40 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	250
Номинальный ток, А	1000
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	100
Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости), кА	40
Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока, с	
- для контактного ножа	3
- для заземлителей	1
Номинальная частота, Гц	50

Рисунок Г.9 – Основные технические характеристики РГП-220/1000-40 УХЛ1

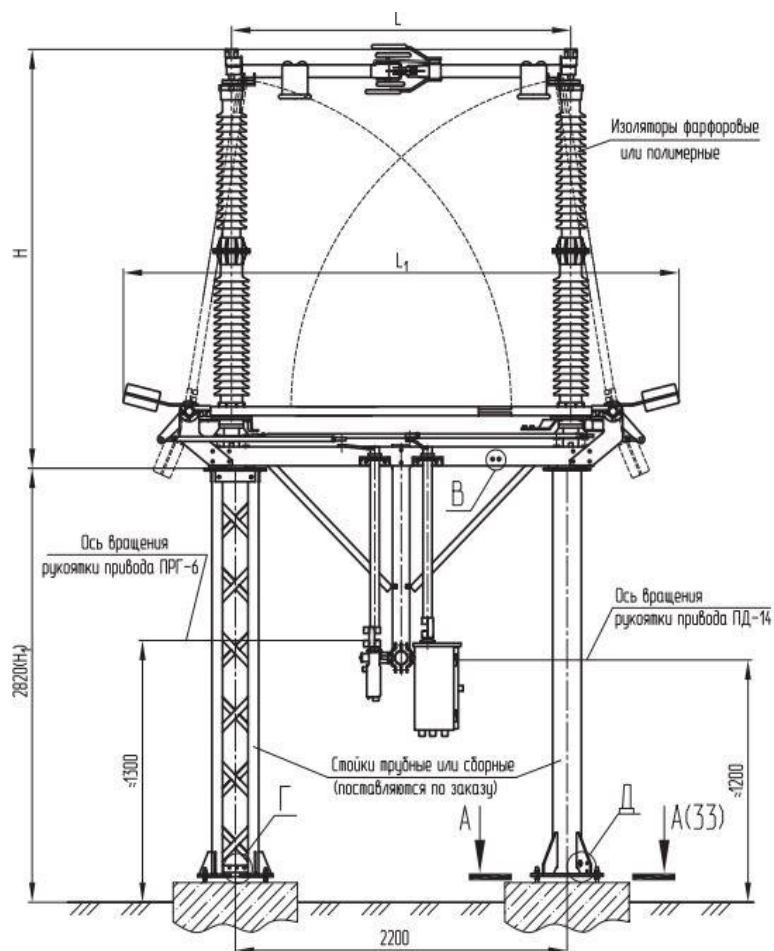
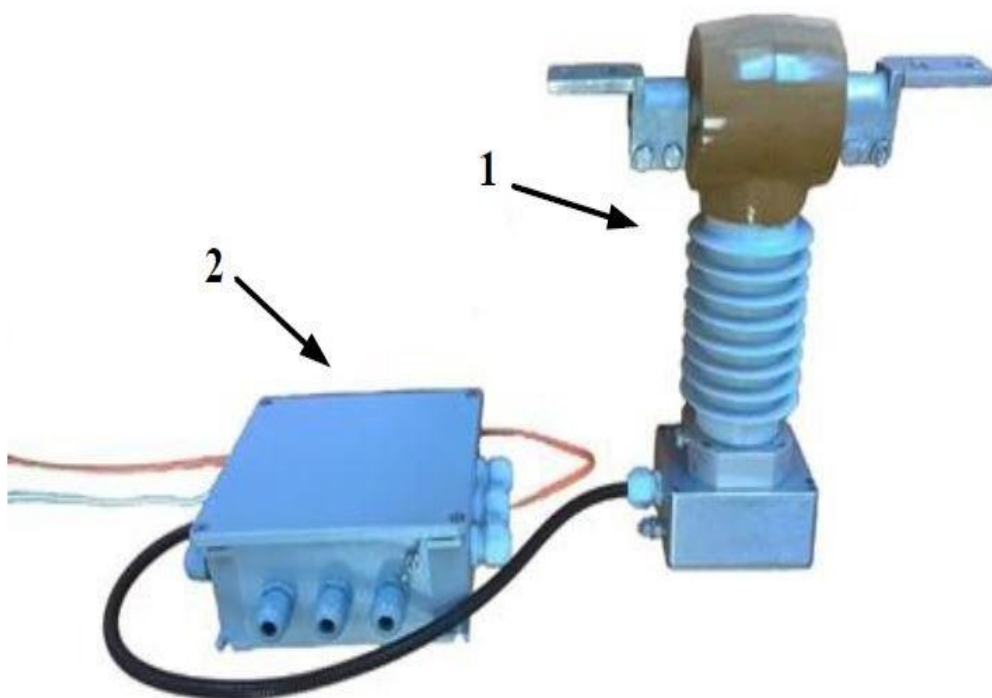


Рисунок Г.10 – Размерный эскиз РГП-220/1000-40 УХЛ1



1 - комбинированный первичный преобразователь тока и напряжения с встроенным электронным блоком на стороне высокого напряжения; 2 - электронный блок на стороне низкого напряжения

Рисунок Г.11 – Общий вид ЦТТН-10

- Комбинированный трансформатор тока и напряжения ЦТТН-220



1 - комбинированный первичный преобразователь тока и напряжения с встроенным электронным блоком на стороне высокого напряжения; 2 - электронный блок на стороне низкого напряжения

Рисунок Г.12 – Общий вид ЦТТН-220



Рисунок Г.13 – Общий вид ДНЕЭ-220 УХЛ1

Серия	ТСС Проф
Мощность номинальная, кВт	1500
Мощность номинальная, кВА	1875
Мощность максимальная, кВт	1650
Мощность максимальная, кВА	2062
Коэффициент мощности	0,8
Напряжение (В)	400/230
Количество фаз	3
Частота, Гц	50
Номинальный ток (А)	2700
Объём системы охлаждения (л)	250
Расход топлива при 50% мощности л/ч	200
Расход топлива при 75% мощности л/ч	285
Расход топлива при 100% мощности л/ч	377
Степень автоматизации	1 (ручной запуск)
Система аварийной остановки	да
Отключатель АКБ	да
Установленный аккумулятор Ah/V	200/12
Исполнение	Открытое
Глушитель	промышленный
Габаритные размеры (Д;Ш;В; мм)	5500x2190x2740
Масса, кг	10100
Гарантия, срок (мес)	36
Комплектация	глушитель, топливный бак, АКБ, ЩУ с цифровой панелью, станция заправ. маслом и ОЖ
Производитель двигателя	TSS Diesel

Рисунок Г.14 – Технические характеристики АД-1500С-Т400



Рисунок А.15 – Общий вид АД-1500С-Т400

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

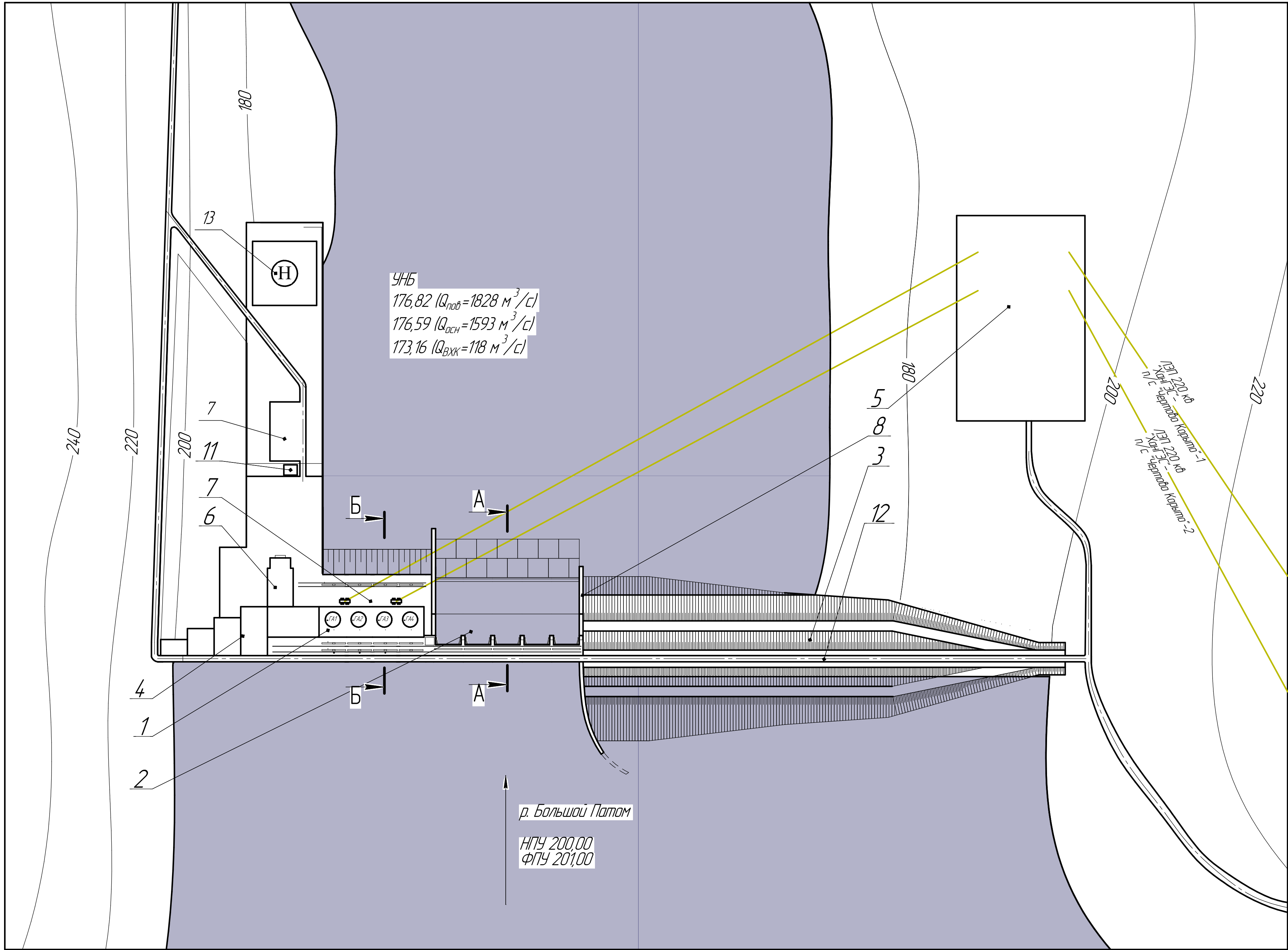
Таблица Д.1 – Матрица отключения защит

Наименование	Обозначение		Отключение ГГ и ВГ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Отключение ГГ и ВГ
Продольная диф.защита ГГ	$I\Delta G$		+	+	+	+			
Продольная диф.защита ВГ в нормальном режиме	$I\Delta ВГ$		+	+	+	+			
Продольная диф.защита ВГ в режиме форсировки	$I\Delta ВГ$		+	+	+	+			
Защита от замыкания на землю	U_0	t_1							+
		t_2						+	
		t_3	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
Защита от повышения напряжения ГГ	$U >$	1 ст-нь t_1	+	+					
		2 ст-нь t_2	+	+					
Защита от повышения напряжения ВГ	$U > ВГ$	1 ст-нь t_1	+	+					
		2 ст-нь t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1				+		
			t_2	+	+				
Дистанционная защита	$Z <$	1 ст-нь	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ст-нь	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки ГГ	I_p	СО							+
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

Таблица Д.2 - Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относитель-ные единицы	Именованные единицы
Продольная диф.защита ГГ	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,6 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Ток начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,01 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,02 А
Продольная диф.защита ВГ в нормальном режиме	$I\Delta ВГ$		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_{ВГном}$	0,625 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Ток начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_{ВГном}$	2,05А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{ВГном}$	6,15А
Продольная диф.защита ВГ в режиме форсировки	$I\Delta ВГ$		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_{ВГфорс}$	0,49 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Ток начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_{ВГфорс}$	1,64 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{ВГфорс}$	4,92А
Защита от замыкания на землю	U_0	t_1	U_{01G}	-	6 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,5	-
Защита от повышения напряжения ГГ	$U >$	2 ст-нь	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_{ном.Г}$	140 В
		1 ст-нь	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_{ном.Г}$	120 В
Защита от повышения напряжения ВГ	$U > ВГ$		$U_{ср}$	$1,2 \cdot U_{fном}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2сигн}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2пуск}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А
		Отсечка	$I_{2отс}$	$1,2 \cdot I_H$	4,81 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1сигн}$	$1,07 \cdot I_H$	4,3 А
		ПО	$I_{1пуск}$	$1,1 \cdot I_H$	4,42 А
		Отсечка	$I_{1отс}$	$1,22 \cdot I_H$	4,91 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 ст-нь	Z_1	0,04	0,54 Ом
		2 ст-нь	Z_2	0,35	4,97 Ом
Защита ротора от перегрузки ГГ	I_P	СО	$I_P \text{ сигн.}$	$1,07 \cdot I_{fном}$	2,23 А
		ПО	$I_P \text{ пуск.}$	$1,1 \cdot I_{fном}$	2,51 А
		Отсечка	$I_P \text{ то}$	$2,19 \cdot I_{fном}$	4,5 А

Генеральный план Хантынтайского гидроузла (1:2000)



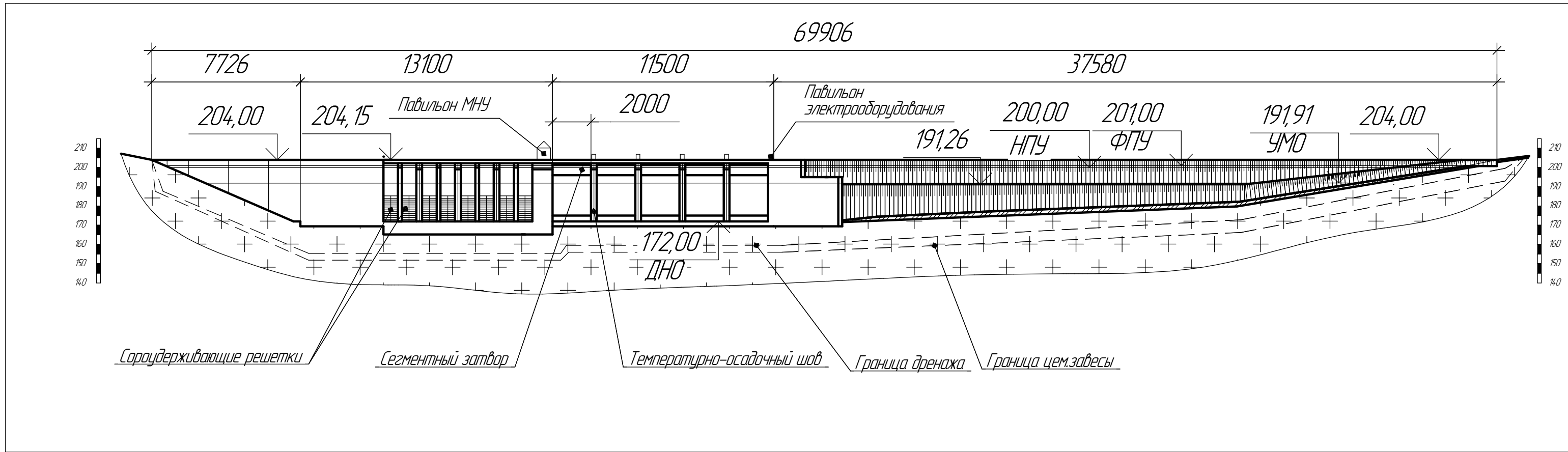
Экспликация здания и сооружений

№ объекта на плане	Наименование объекта
1	Здание ГЭС и монтажная площадка
2	Бетонная водосбросная плотина
3	Грунтовая плотина
4	Глухая бетонная плотина
5	Открытое распределительное устройство (ОРУ)
6	Производственно-технический комплекс (ПТК)
7	Трансформаторная площадка
8	Сопрягающий устой
9	Разделительный устой
10	Автостоянка
11	Контрольно-пропускной пункт (КПП)
12	Автомобильная дорога
13	Вертолетная площадка

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-14.056.71 ГП	Генеральный план, вид с верхнего бьефа, ведомость состава проекта
2	ВКР-13.03.02-14.056.71 ГР1	Поперечный разрез по оси агрегата
3	ВКР-13.03.02-14.056.71 ГР2	Водосливная плотина, водосливной фронт
4	ВКР-13.03.02-14.056.71 ГР3	Нагрузки на плотину
5	ВКР-13.03.02-14.056.71 Эс1	Главная схема электрических присоединений
6	ВКР-13.03.02-14.056.71 Эс2	Принципиальная схема релейной защиты гидроагрегата №1
7	ВКР-13.03.02-14.056.71 СВ1	Схема принципиальная АИИС КУЭ Хантынтайской ГЭС
8	ВКР-13.03.02-14.056.71 СВ2	Схема принципиальная электропитания АИИС КУЭ

Вид с верхнего бьефа (1:2000)

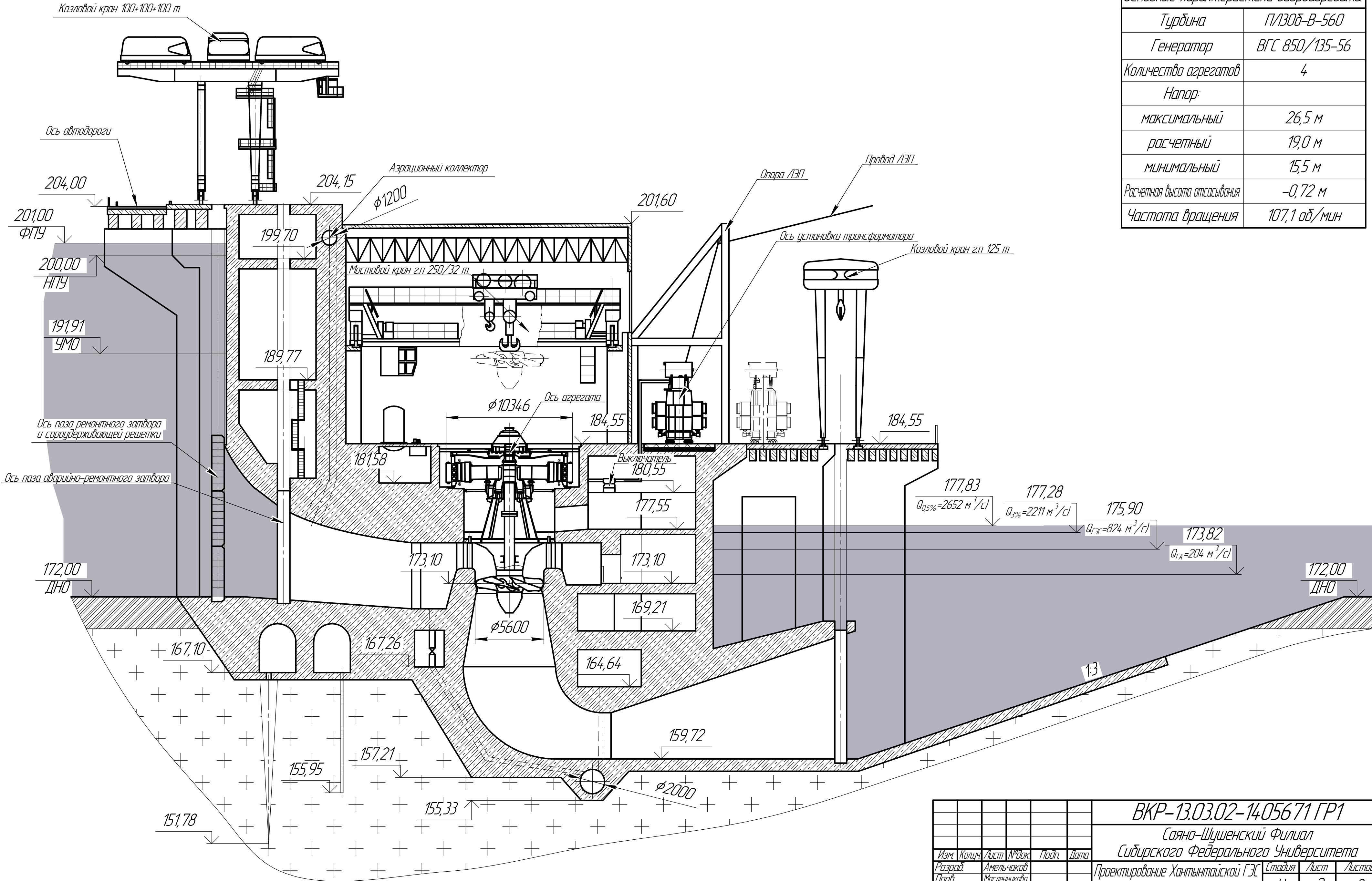


Условные обозначения

- гранодиорит
- песчано-гравийная смесь
- воздушная линия электропередач 220 кВ

						ВКР-13.03.02-14.056.71 ГП		
						Саяно-Шушенский Филиал Сибирского Федерального Университета		
Изм.	Колыч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Хантынтайской ГЭС на реке Большой Патом	Лист	Листов
Разраб.	Амельников						4	1
Проб.	Затеев							8
Т.контр.						Генеральный план, вид с верхнего бьефа, ведомость состава проекта	Кафедра ГТЭС, 2018	
Н.контр.								
Утв.	Погоженко							

Поперечный разрез по оси агрегата Разрез Б-Б (1:200)

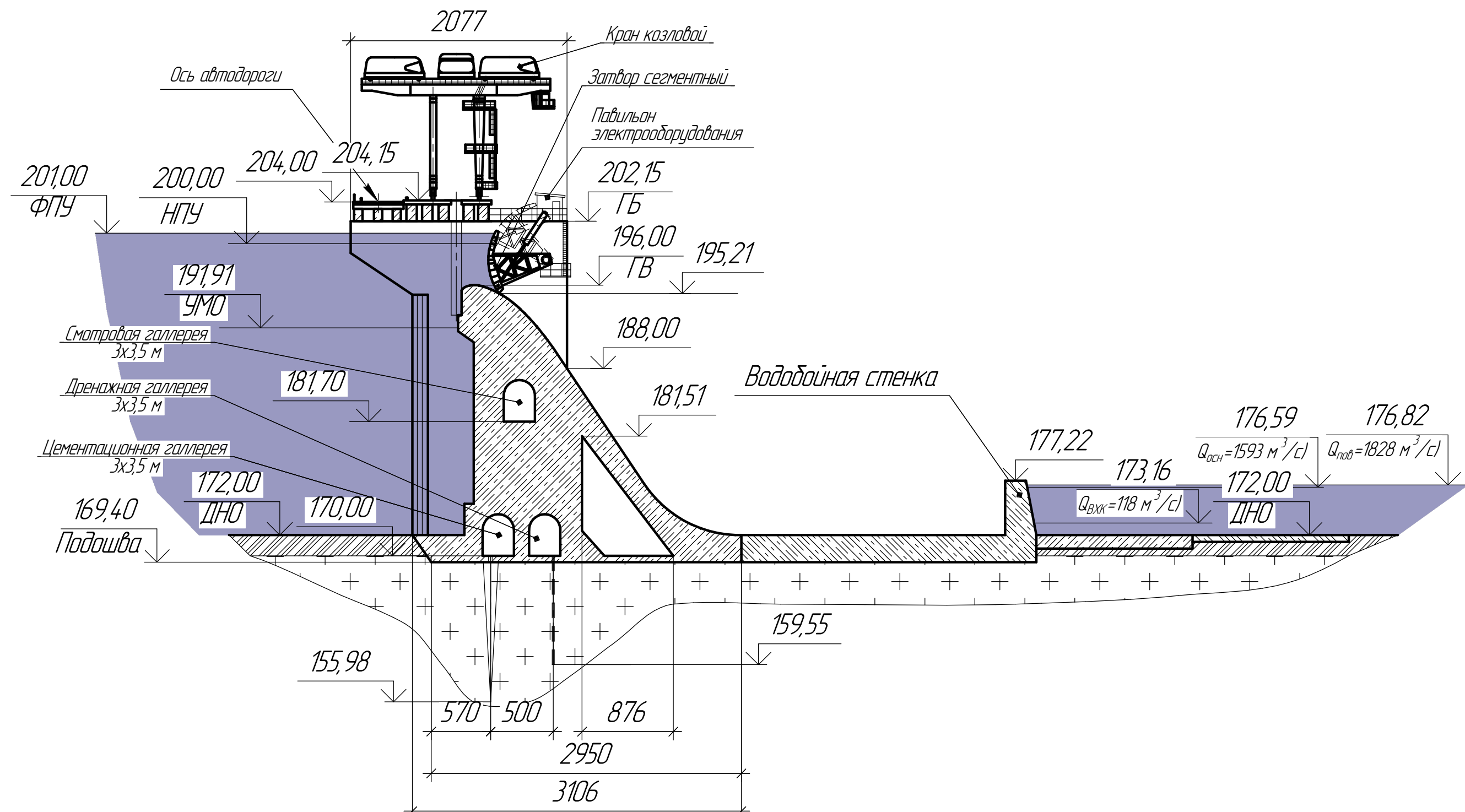


Основные характеристики гидроагрегата

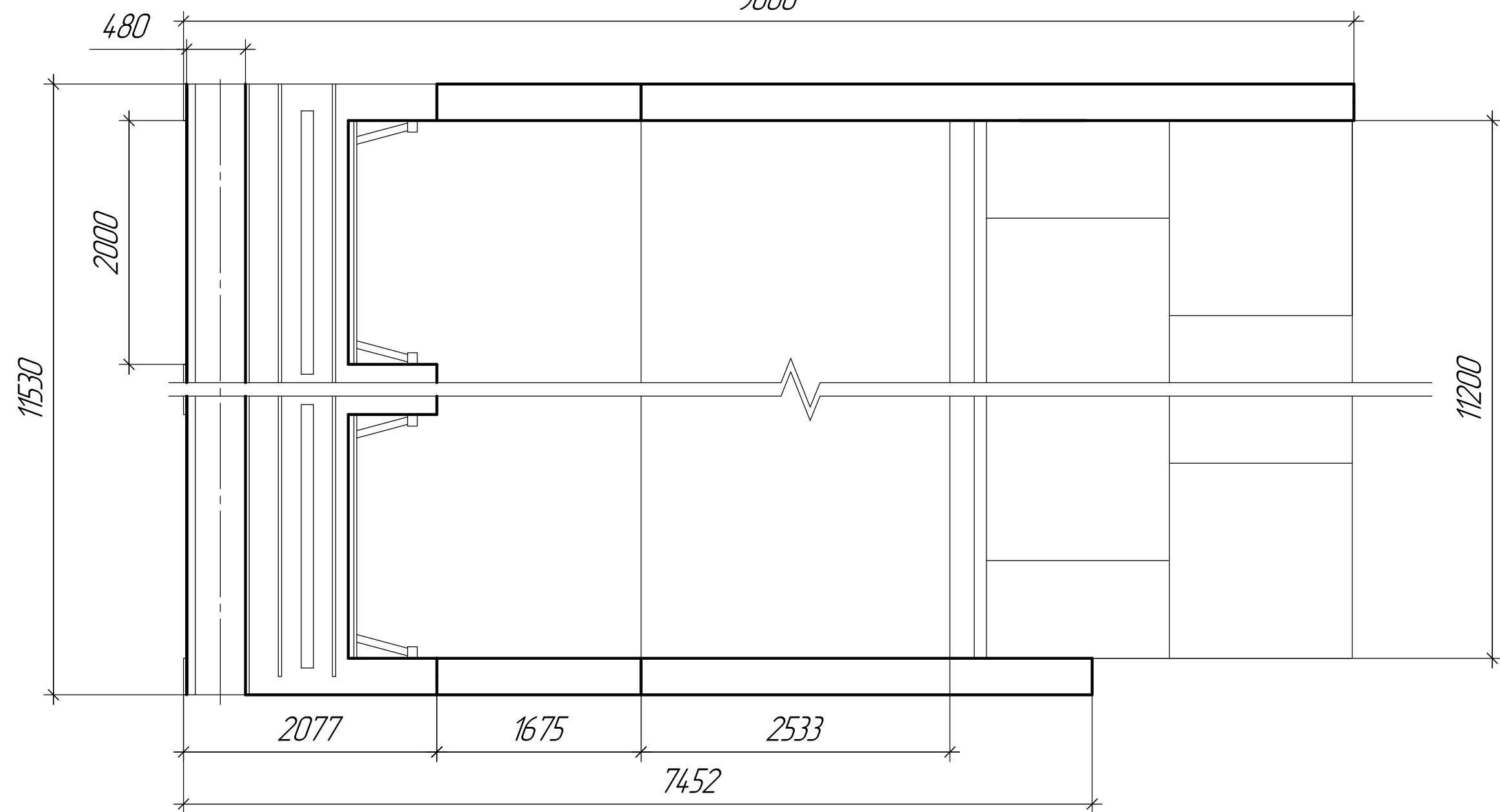
Турбина	П/1308-В-560
Генератор	ВГС 850/135-56
Количество агрегатов	4
Напор:	
максимальный	26,5 м
расчетный	19,0 м
минимальный	15,5 м
Расчетная высота отсасывания	-0,72 м
Частота вращения	107,1 об/мин

ВКР-13.03.02-1405671 ГР1						Саяно-Шушенский Филиал Сибирского Федерального Университета		
Изм.	Коллч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Ханты-Мансийской ГЭС на реке Большой Патом	Студия	Лист
Разраб.	Амельчаков						У	2
Проб.	Масленникова							8
Т.контр.						Поперечный разрез по оси агрегата	Кафедра ГТЭС, 2018	
Н.контр.							Формат А2	
Утв.	Погоняченко							

Водосливная плотина Разрез А-А (1:400)

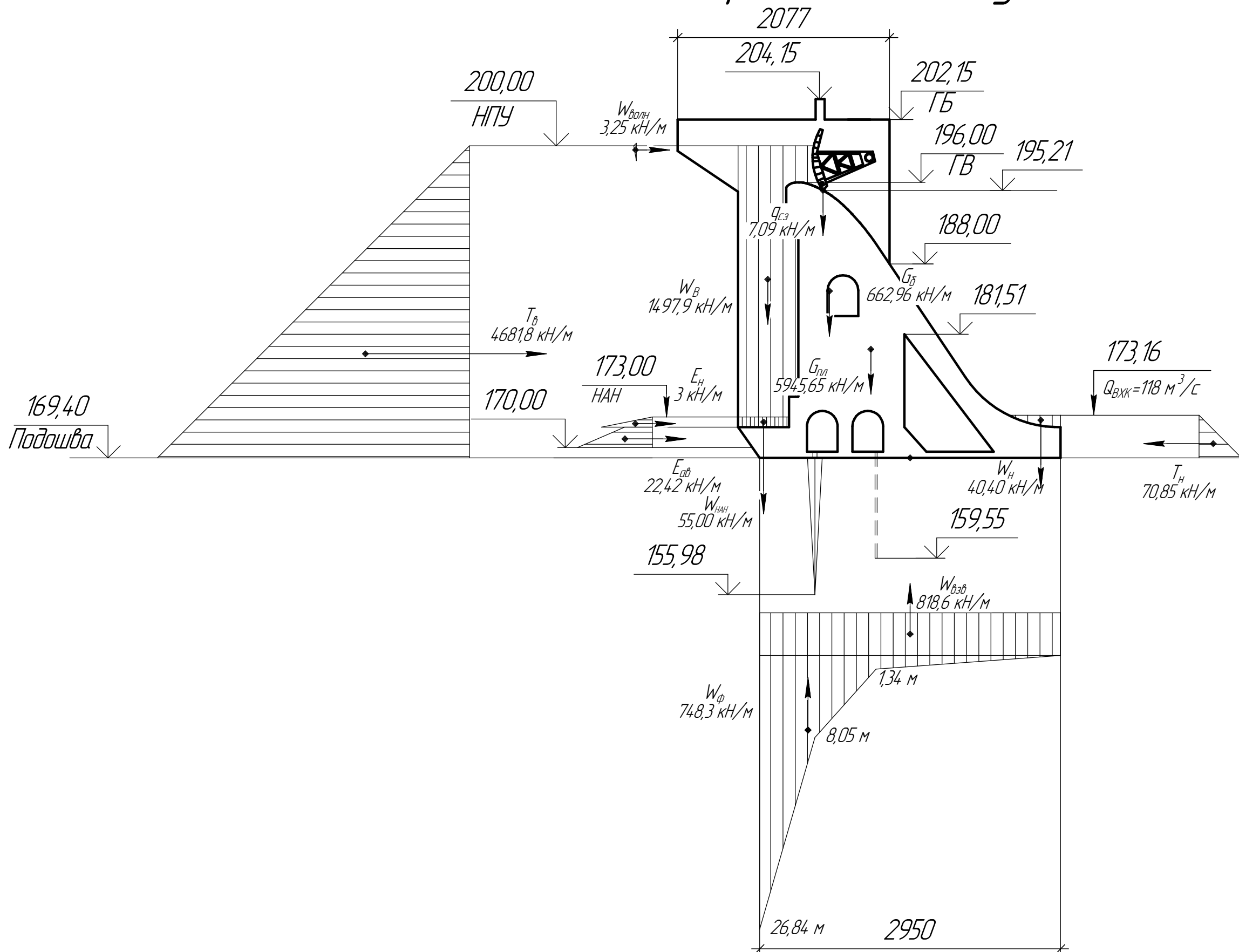


Водосливной фронт. Вид сверху (1:400)



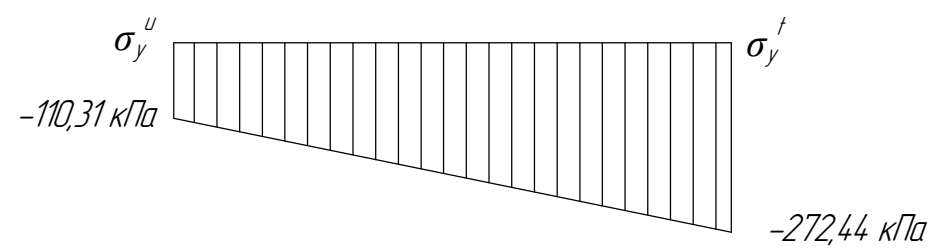
ВКР-13.03.02-1405671 ГР2						
Саяно-Шушенский Филиал Сибирского Федерального Университета						
Изм.	Коллч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Хантынской ГЭС
Разраб.	Амельчаков	Затеев				на реке Большой Патом
Проб.						4 3 8
Т.контр.						Водосливная плотина,
Н.контр.						водосливной фронт
Утв.	Погоняченко					Кафедра ГТЭС, 2018

Нагрузки на плотину Основной расчетный случай

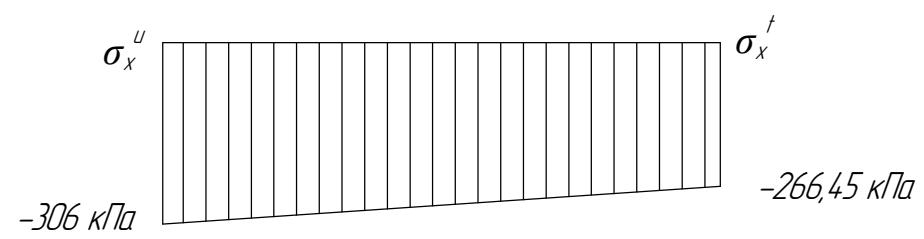


Напряжения в контактном сечении "основание-бетон"

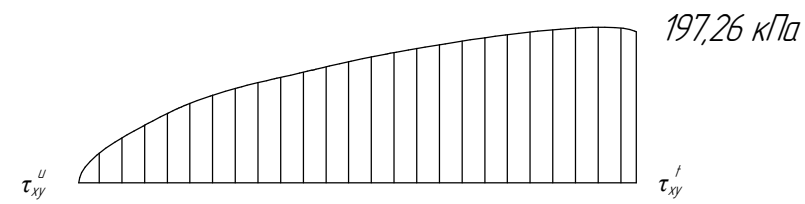
Нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам



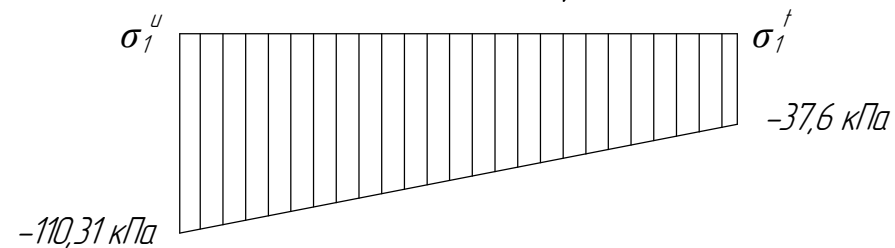
Нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам



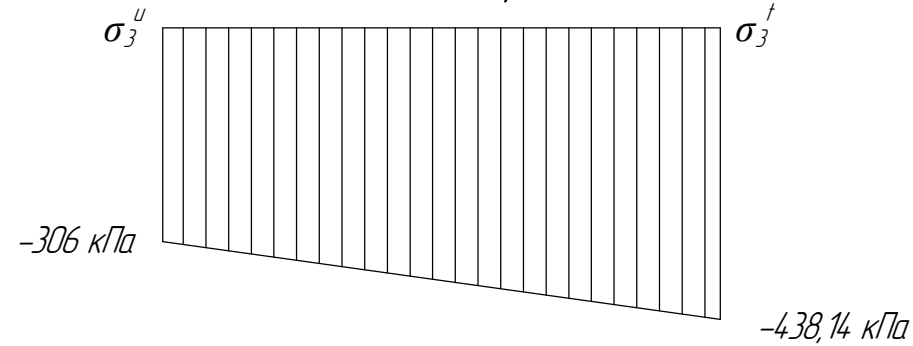
Касательные напряжения



Растягивающие напряжения



Сжимающие напряжения



						ВКР-13.03.02-1405671 ГРЗ			
						Саяно-Шушенский Филиал Сибирского Федерального Университета			
Изм.	Колыч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Хантынайской ГЭС на реке Большой Патом	Страница	Лист	Листов
Разраб.	Амельчаков						У	4	8
Пров.	Затеев					Нагрузки на плотину	Кафедра ГГЭС, 2018		
Т.контр									
Н.контр									
Утв.	Погоняйченко								

Номер ячеї	1	2
Дістанційне найменування	В/1 220 кВ Хантійтійська ГЗ - Чертово корито N 1	В/1 220 кВ Хантійтійська ГЗ - Чертово корито N 2
Конструкція фази лінії	АС-240/32	АС-240/32

Конденсатор связи КСА 220/√3, 3200 пФ
Фильтр присоединения 200-1000 кГц
Разъединитель однополюсный 10 кВ, 400 А, 16 кА
ВЧ-заградитель 220 кВ, 16 А
Сборные шины 220 кВ, 2000 А

0714 220 KB

Разъединитель горизонтально подвешенного типа, однополюсный с одним 34 220 кВ, 1000 А, 315 кА с электродвигательным приводом для главных и заземляющего ножа

Заземлитель 220 кВ, 315 кА

трансформатор тока встроены,
0,25 (4,00/5),
0,2 (4,00/1)
5P (4,00/1)

Выключатель элегазовый бажовый, 220 кВ, 3150 А, 50 кА

0.25 (400/5)
0.2 (400/1)
5P (400/1)

Разъединитель горизонтально поворотного типа, однополюсный с двумя ЗН 220 кВ, 1000 А, 31,5 кА с электродвигательным приводом для главных и заземляющих ножей

Заземлитель 220 кВ, 315 кА

Заземлитель 220 кВ, 31,5 кА

0.25 (4.00/5)
0.2 (4.00/1)
5P (4.00/1)

Выключатель элегазовый боксowy, 220 кВ, 3150 А, 50 кА

0.25 (4.00/5)
0.2 (4.00/1)
5P (4.00/1)

Разъединитель горизонтально подорожного типа, однопольный с одним 34 220 кВ, 1000 А, 315 кА с защитно-разделительным устройством для воздушных и эластичного типа

Вспомогательная, транзитная, распределительная линия электропередачи с родом 34 220 кВ, 1000 А, 315 кВ

Заземлитель 220 кВ, 315 кА

Разъемный горизонтально剖оротного типа, однопольный с одним ЗН 220 В, 1000 А, 315 кА с защитой от перегрева и короткого замыкания для защиты и автоматизации

Трансформатор тока встроенный 220 кВ,
0,25 (400/5)

Трансформатор трехфазный

$$U_{\text{ном}} = 24,2 \pm 2 \times 2,5 / 10,5 \text{ кВ}$$

Третья информация содержится в табл. 1, табл. 2

$$U_{\text{пр}} = 10,5 / 0,4 \text{ кВ}$$

Заземлитель 10 кВ, 50 кА

Заземлитель 10 кВ, 50 кА
Выключатель вакуумный 10 кВ, 4000 А, 63 кА

Заземлитель 0,4 кВ, 25 кА

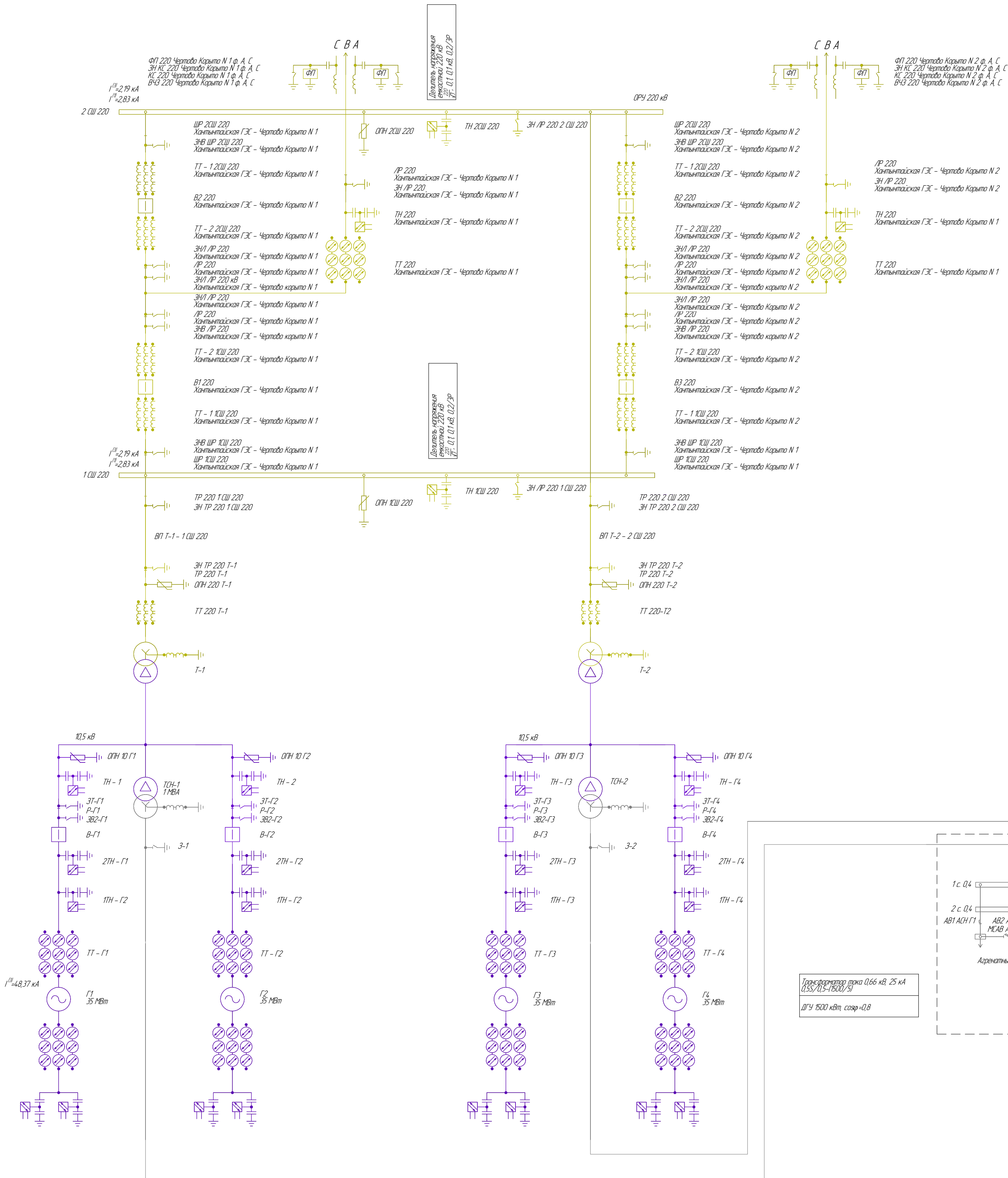
Комбинированный оптический трансформатор тока и напряжения
$$\frac{1}{\sqrt{3}}, \frac{1}{\sqrt{3}}, \frac{1}{\sqrt{3}} \text{ кВ, } 0,2/3P$$

Гидрогенератор
RIT 850/135-56

$U_{\text{KDM}} = 10,5 \text{ KB}$

Комбинированный оптический трансформатор тока и напряжения
ЦТТН-0-3-10-3000-52
U₁, U₂, U₃ кВ, 0,2/0,2
I₁, I₂, I₃ А/В

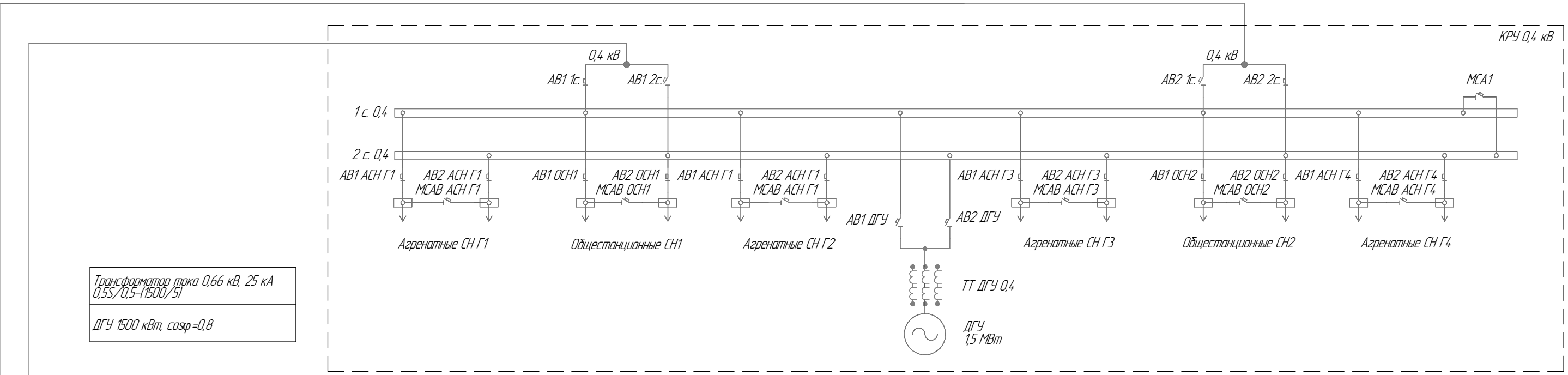
\mathcal{O}_2 and \mathcal{O}_3



Различительные, эргономические, эстетические и другие ЗН 220 кВ, 330 кВ, 315 кВ и с электропитанием от сети для главных и вспомогательных машин

Земельный 220 кВ, 315 кВ

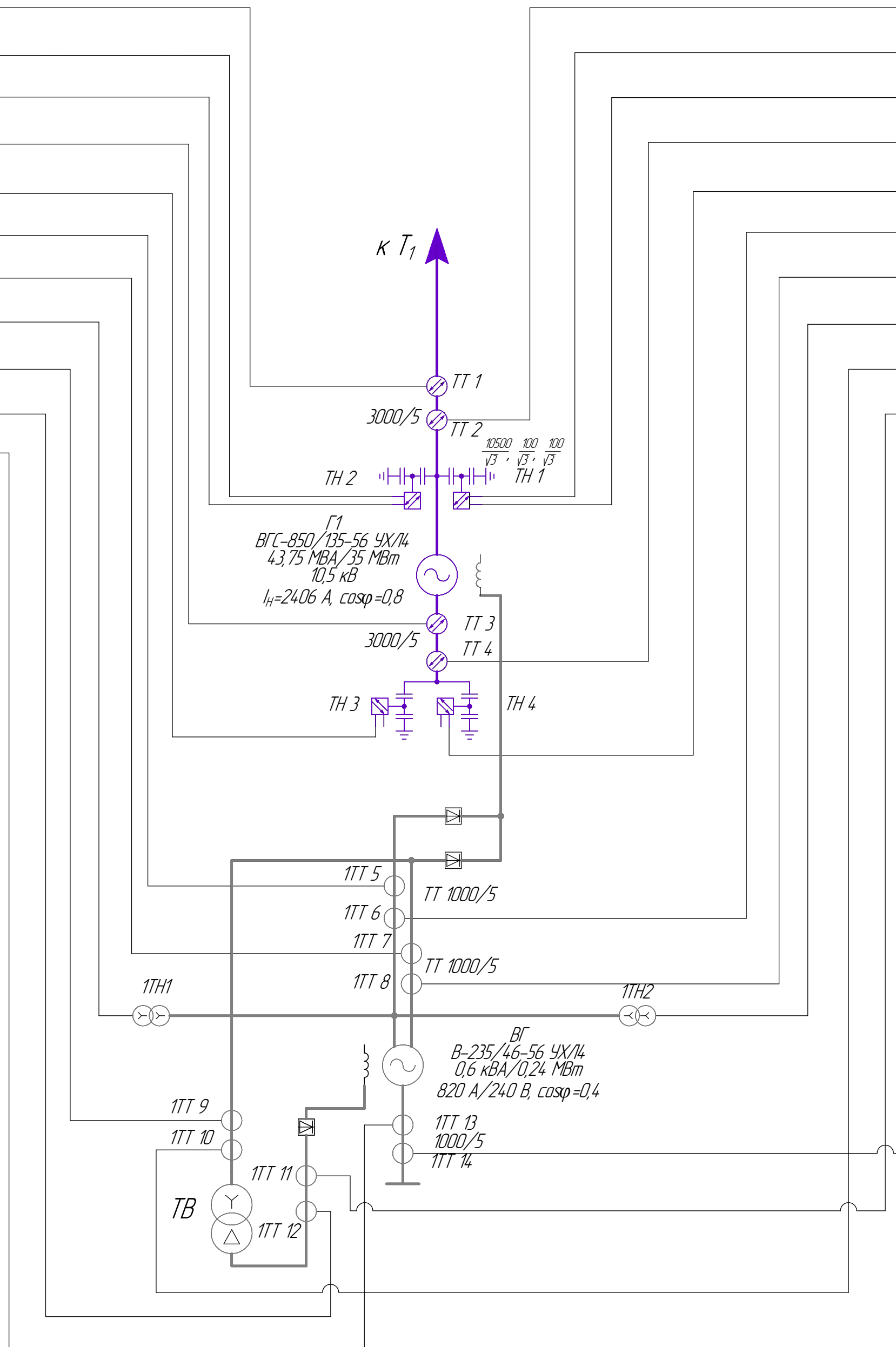
Кондиционированный оптический трансформатор тока и напряжения
 17174-AP-3-220-3000-50/11
 10 0,1 11 кВ 0,2/3P
 0,25/0,2/3P



						ВКР-13.03.02-14.05671-Эс1		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета		
Изм.	Колыц	Лист	Архив	Подп.	Дата	Проектирование Ханты-Мансийской ГЭС на реке Большой Патом		
Разработ		Амелин-Часов				Статья	Лист	Листов
Проект		Сидоров				У	5	8
Т. контр.						Главная схема		
Н. контр.						Кафедра ГТЭС, 2018		
Учт.						Электрических присоединений		
						Позволяю		

<i>ШЗ1113М-053Г05АГ (Система А)</i>		
ΔG	I_{Γ}	Y
$Z1<, Z2<, U1>, U2>, KИH$	$U_{\Gamma, Y}$	Y
$KИH, U_N(U_0)$	$U_{\Gamma, \Delta}$	Δ
$\Delta G, 12, 11, Z1<, Z2<$	$I_{H\Gamma}$	Y
$U_N(U_0)$	$U_{\Gamma, N}$	$-$
$\Delta B\Gamma$	$I_{\Gamma B\Gamma 1}$	Y
$\Delta B\Gamma$	$I_{\Gamma B\Gamma 2}$	Y
$U>B\Gamma$	$U_{B\Gamma}$	Y
$I>TB, I>>TB$	$I_{TB BH}$	Y
$I_p>B\Gamma$	$I_{TB HH}$	Y
$\Delta B\Gamma, I_p$	$I_{H\Gamma B\Gamma}$	Y

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная диф. защита ГТ	ИГ		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 I_H$	$0,6 A$
			Коэффициент торможения, K_T	$0,3$	-
			Ток начального торможения, I_{HT}	$0,5 I_H$	$2,01 A$
			Тормозной ток, B	$1,5 I_H$	$6,02 A$
Продольная диф. защита ВГ в нормальном режиме	ИВГ		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 I_{Вном}$	$0,625 A$
			Коэффициент торможения, K_T	$0,3$	-
			Ток начального торможения, I_{HT}	$0,5 I_{Вном}$	$2,05 A$
			Тормозной ток, B	$1,5 I_{Вном}$	$6,15 A$
Продольная диф. защита ВГ в режиме форсировки	ИВГ		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 I_{Вфорс}$	$0,49 A$
			Коэффициент торможения, K_T	$0,3$	-
			Ток начального торможения, I_{HT}	$0,5 I_{Вфорс}$	$1,64 A$
			Тормозной ток, B	$1,5 I_{Вфорс}$	$4,92 A$
Защита от замыкания на землю	U ₀	t_1	U_{01G}	-	$6 B$
		t_2	U_{02G}	-	$10 B$
		t_3	U_{03G}	-	$15 B$
		U ₀₃	Коэффициент торможения K_T	15	-
Защита от повышения напряжения ГТ	U _φ	2 ст-нь	$U_{ср2}$	$1,4 U_{ном2}$	$140 B$
		1 ст-нь	$U_{ср1}$	$1,2 U_{ном2}$	$120 B$
Защита от повышения напряжения ВГ	U _{φВГ}		$U_{ср}$	$1,2 U_{ном}$	$120 B$
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I ₂	CO	$I_{2огпн}$	$0,07 I_H$	$0,34 A$
		ПО	$I_{2лпск}$	$0,15 I_H$	$0,74 A$
		Отсечка	$I_{2отс}$	$1,2 I_H$	$4,81 A$
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I ₁	CO	$I_{1огпн}$	$1,07 I_H$	$4,3 A$
		ПО	$I_{1лпск}$	$1,1 I_H$	$4,42 A$
		Отсечка	$I_{1отс}$	$1,22 I_H$	$4,91 A$
Дистанционная защита	Z _{<}	1 ст-нь	Z_1	$0,04$	$0,54 Ом$
		2 ст-нь	Z_2	$0,35$	$4,97 Ом$
Защита ротора от перегрузки ГТ	I _p	CO	$I_{pогпн}$	$1,07 I_H$	$2,23 A$
		ПО	$I_{pлпск}$	$1,1 I_H$	$2,51 A$
		Отсечка	$I_{pто}$	$2,19 I_H$	$4,5 A$



ШЗ1113М-053G05AG (Система Б)		
Y	I_{Γ}	ΔG
Y	$U_{\Gamma, Y}$	$Z1<, Z2<, U1>, U2>, KИH$
Δ	$U_{\Gamma, \Delta}$	$KИH, U_N(U_0)$
Y	$I_{H\Gamma}$	$\Delta G, I2, I1, Z1<, Z2<$
-	$U_{\Gamma, N}$	$U_N(U_0)$
Y	$I_{\Gamma B\Gamma 1}$	$\Delta B\Gamma$
Y	$I_{\Gamma B\Gamma 2}$	$\Delta B\Gamma$
Y	$U_{B\Gamma}$	$U>B\Gamma$
Y	$I_{TB BH}$	$I>TB, I>>TB$
Y	$I_{TB HH}$	$I_p>B\Gamma$
Y	$I_{H\Gamma B\Gamma}$	$\Delta B\Gamma, I_p$

<div>Защиты</div> <div>Действия</div>		Отключение ГТ и ВГ	Гашение полей	Остановка турбины и сброс АРЗ	Пуск ПХТ ГТ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение							
Продольная диф.защита ГТ	ИГ	+	+	+	+			
Продольная диф. защита ВГ в нормальном режиме	ИВГ	+	+	+	+			
Продольная диф. защита ВГ в режиме форсировки	ИВГ	+	+	+	+			
Защита от замыкания на землю	U ₀	t ₁						+
		t ₂					+	
		t ₃	+	+	+			
	U ₀₃	t	+	+	+			
Защита от повышения напряжения ГТ	U _Δ	t ₁	+	+				
		t ₂	+	+				
Защита от повышения напряжения ГТ	U _Δ ВГ	t ₁	+	+				
		t ₂	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I ₂	CO						+
		ИО	+	+				
		ОТС	t ₁				+	
t ₂	+		+					
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I ₁	CO						+
		ИО	+	+				
		ОТС	t ₁				+	
t ₂	+		+					
Дистанционная защита	Z1<	t ₁				+		
		t ₂	+	+	+			
	Z2<	t ₁				+		
		t ₂	+	+				
Защита ротора от перегрузки ГТ	I _p	CO						+
		ИО	+	+				
		ОТС	+	+				

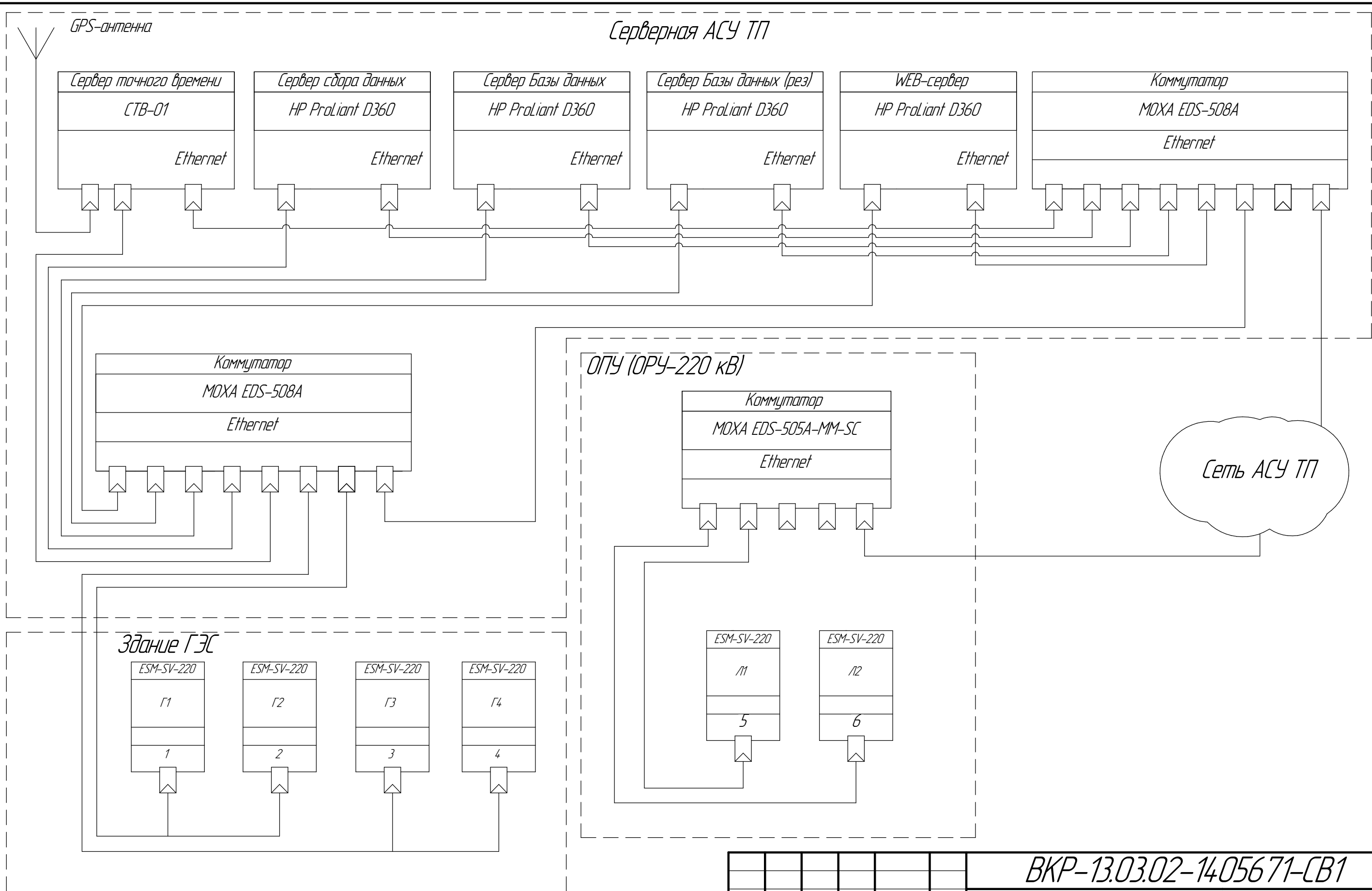
						ВКР-13.03.02-1405671 Эс2			
						Саяно-Шушенский Филиал Сибирского Федерального Университета			
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Хантытайской ГЭС на реке Большой Патом	Статья	Лист	Листов
Разраб.		Амеличкова					У	6	8
Пров.		Казанцева				Принципиальная схема релейной защиты гидроагрегата №1	Кафедра ГГЭЭ, 2018		
Т.контр.									
Н.контр.									
Утв.		Погоряиченко							

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

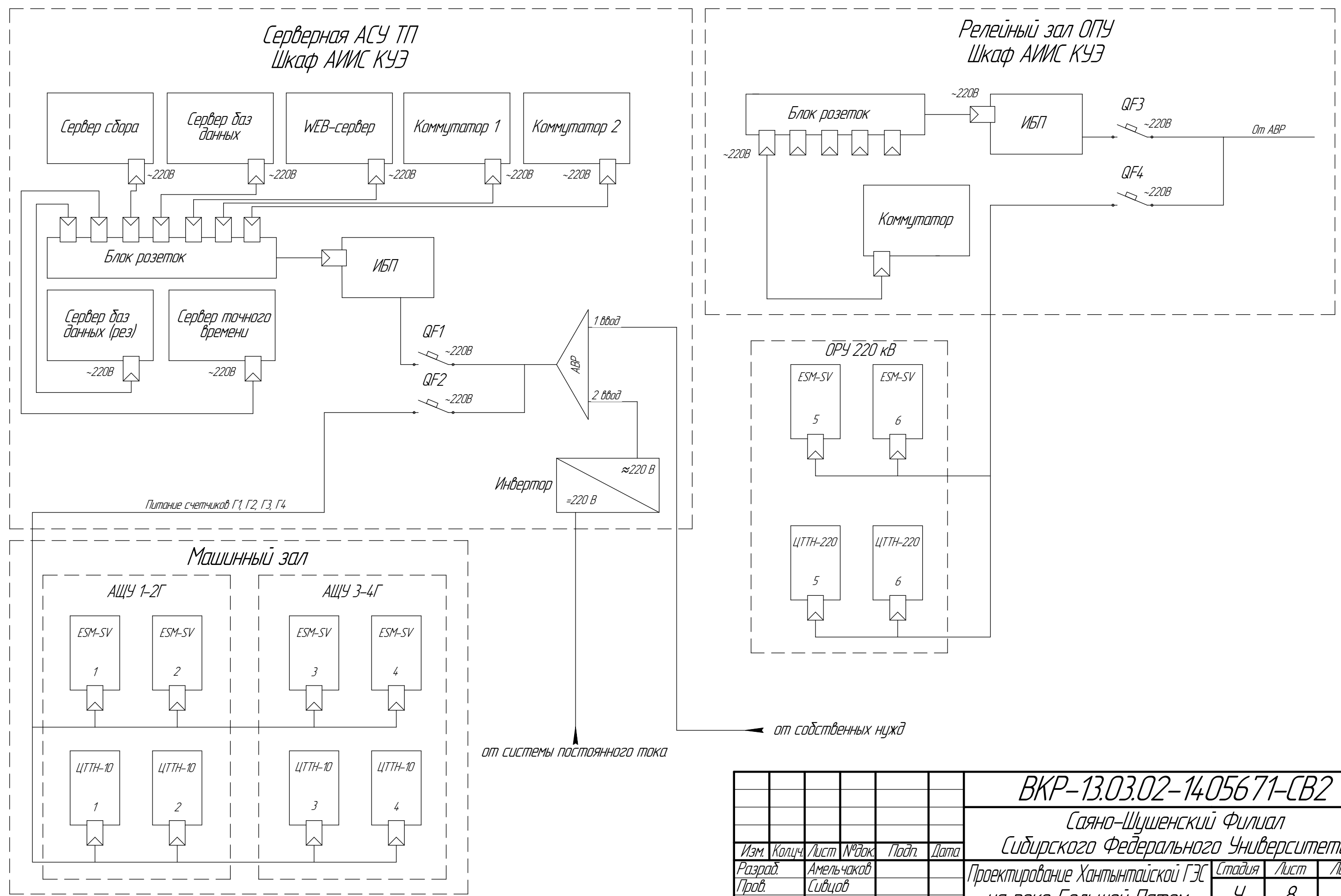
Инв. № подл.



						ВКР-13.03.02-1405671-СВ1		
						Саяно-Шушенский Филиал Сибирского Федерального Университета		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Хантынской ГЭС на реке Большой Патом	Стадия	Лист
Разраб.	Амельчаков						У	7
Пров.	Сивцов							8
Т.контр						Схема принципиальная АИИС КУЭ Хантынской ГЭС	Кафедра ГГЭС, 2018	
Н.контр								
Утв.	Поганяйченко							

Согласовано

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	



ВКР-13.03.02-1405671-СВ2						Саяно-Шушенский Филиал Сибирского Федерального Университета		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Хантынской ГЭС на реке Большой Патом		
Разраб.	Амельчаков					Стадия	Лист	Листов
Пров.	Сивцов					У	8	8
Т.контр						Кафедра ГГЭЭС, 2018		
Н.контр								
Утв.	Погоняйченко							

Проектирование Хантынской ГЭС на реке Большой Патом

$N_{уст} = 14,1 \text{ МВт}$
 $\mathcal{E}_{ср.год} = 653,58 \text{ млн. кВт·ч}$

Суточный график нагрузки для зимнего периода

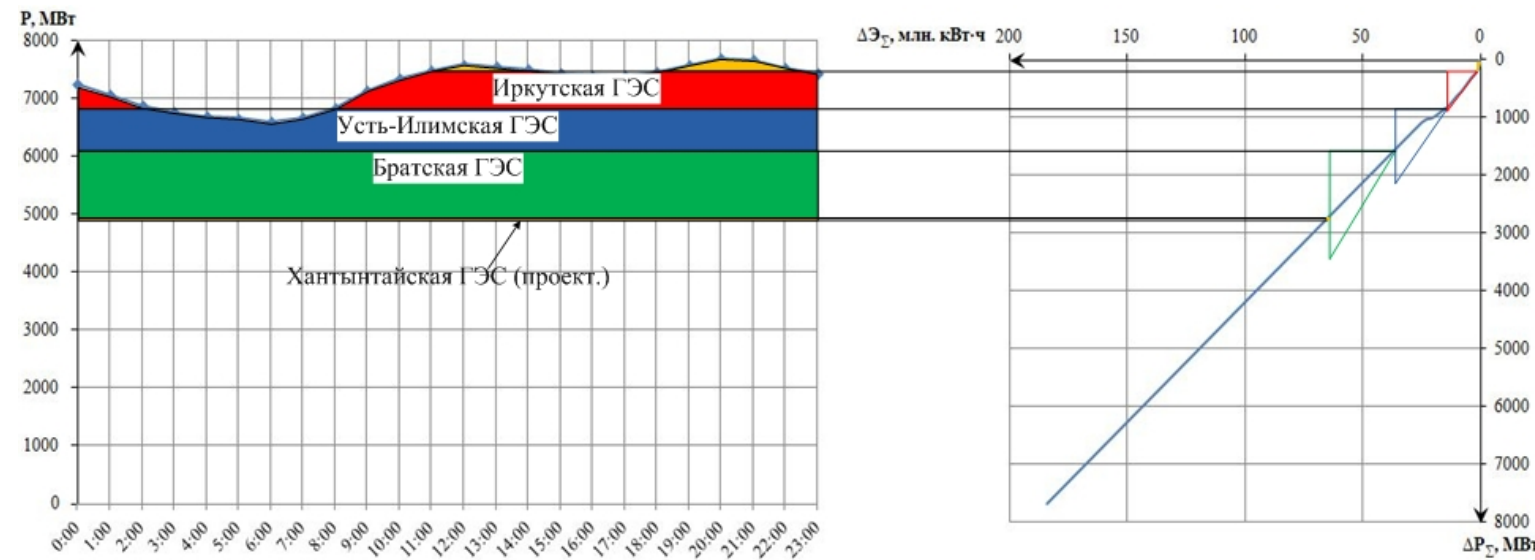
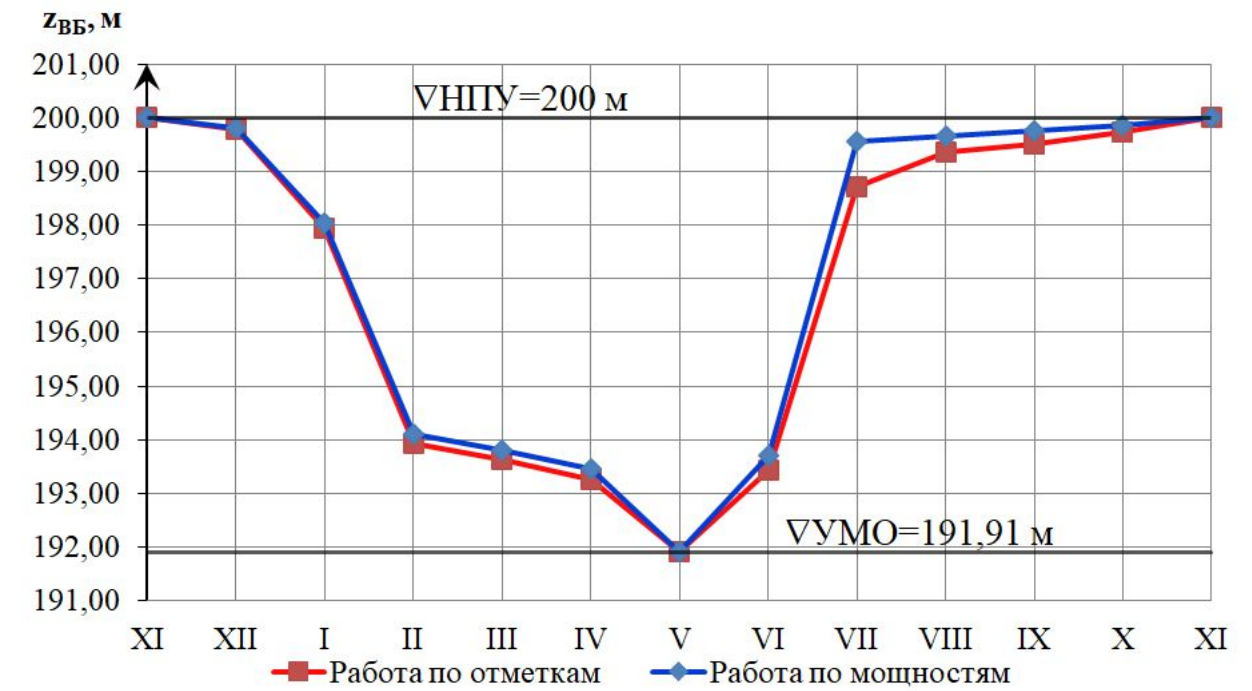
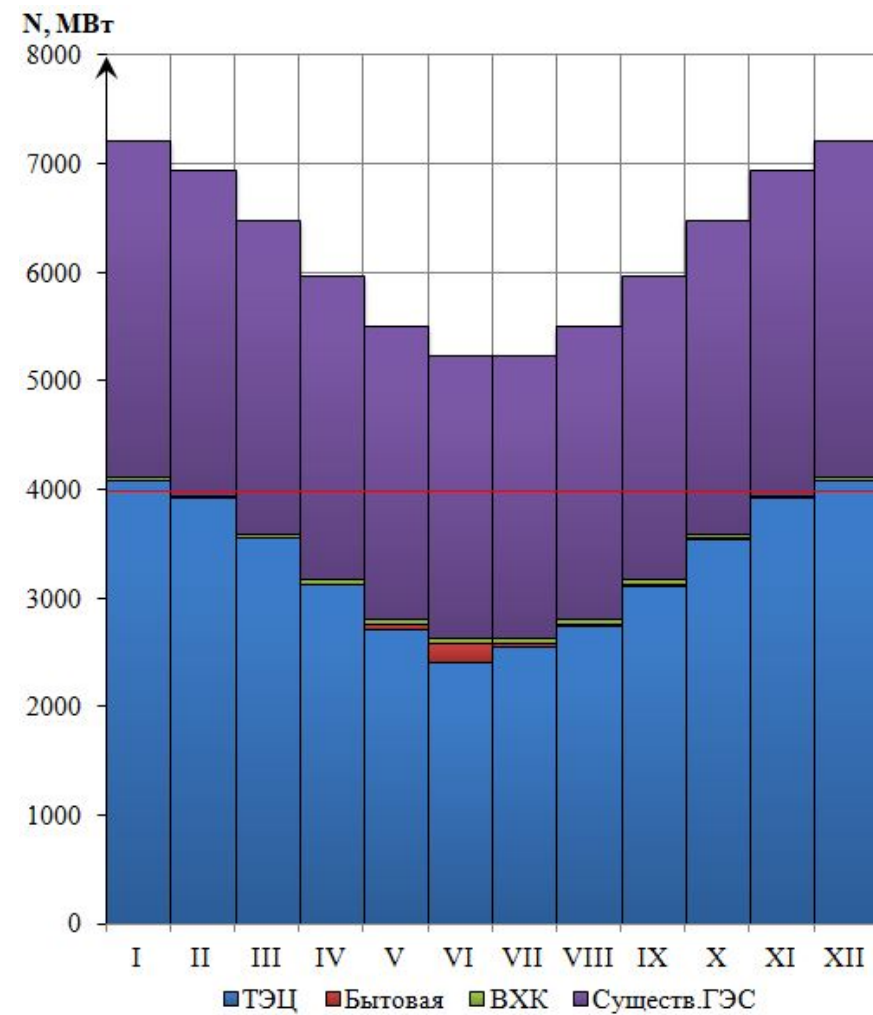


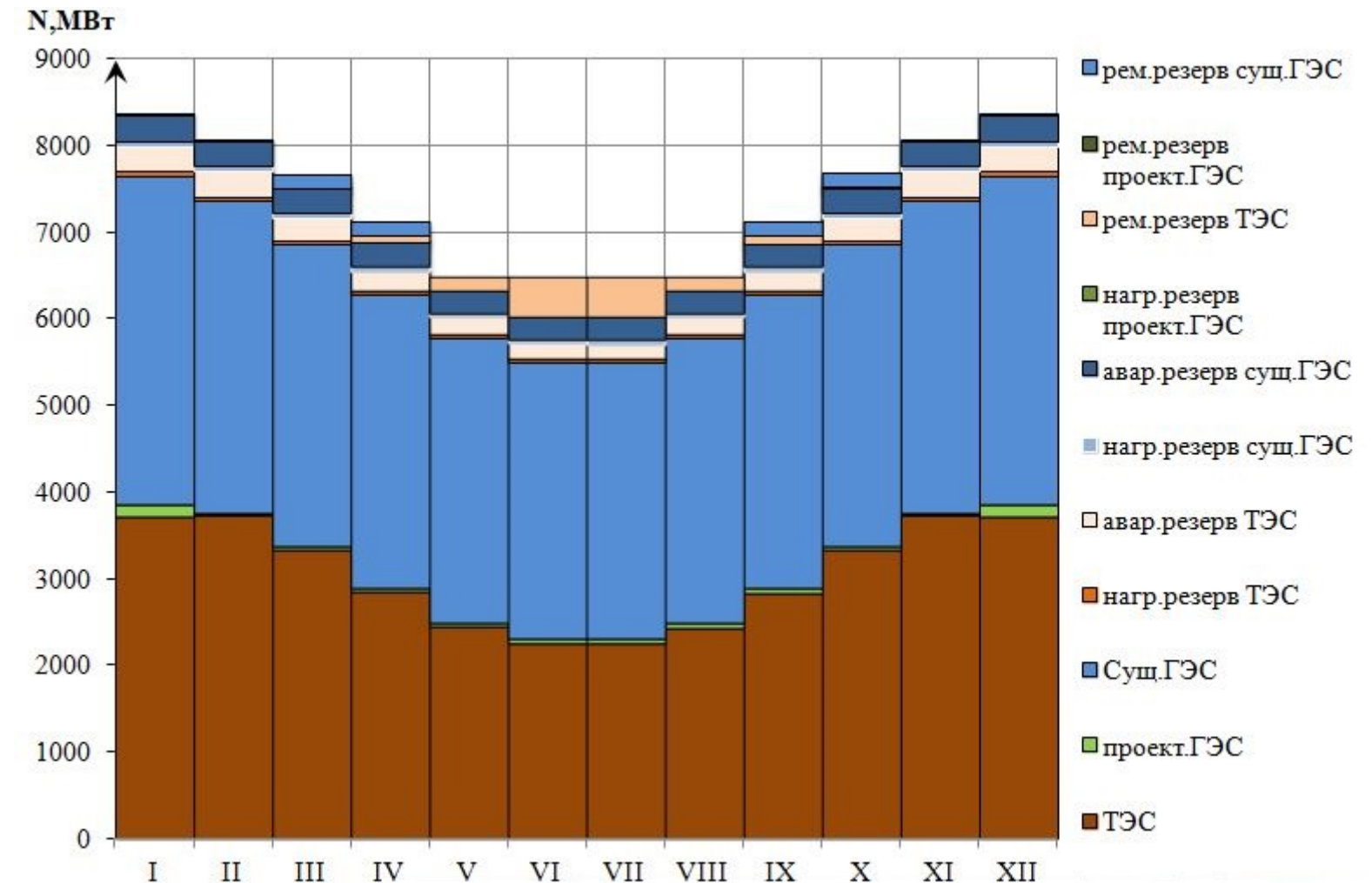
График наполнения-срабатывания водохранилища



Баланс энергии



Баланс мощности



ВКР-13.03.02-1405671 ГП

Саяно-Шушенский Филиал
Сибирского Федерального Университета

Изм	Колуч	Лист	№ док	Подп	Дата
-----	-------	------	-------	------	------

Разраб		Амельчаков			06.06
--------	--	------------	--	--	-------

Проб		Затеев			07.06.2018
------	--	--------	--	--	------------

Т.контр		Позоняйченко			05.06
---------	--	--------------	--	--	-------

Н.контр					
---------	--	--	--	--	--

Утв		Позоняйченко			05.06
-----	--	--------------	--	--	-------

Проектирование Хантынтойской ГЭС
на реке Большой Патом

Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

У	1	8
---	---	---

Генеральный план
вид с верхнего бьефа
ведомость состава проекта

Кафедра ГГЗЭС,
2018

ВКР-13.03.02-1405671 ГР1

Саяно-Шушенский Филиал
Сибирского Федерального Университета

Изм	Колуч	Лист	№ док	Подп	Дата
-----	-------	------	-------	------	------

Разраб		Амельчаков			09.06
Проб		Масленникова			09.06

Проектирование Хантынской ГЭС
на реке Большой Патом

Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

У	2	8
---	---	---

Т.контр		Погодяйченко			15.06
---------	--	--------------	--	--	-------

Н.контр					
---------	--	--	--	--	--

Утв		Погодяйченко			15.06
-----	--	--------------	--	--	-------

Поперечный разрез
по оси агрегата

Кафедра ГГЭЭС,
2018

ВКР-13.03.02-1405671 ГР2

Саяно-Шушенский Филиал
Сибирского Федерального Университета

Изм	Колуч	Лист	№ док	Подп	Дата
-----	-------	------	-------	------	------

Разраб	Амельчиков				07.06
Проб	Затеев				07.08.18

Проектирование Хантынской ГЭС
на реке Большой Патом

Стадия	Лист	Листов
У	3	8

Т.контр	Погоняйченко				15.06
Н.контр					

Водосливная плотина
водосливной фронт

Кафедра ГГЭЭС,
2018

Утв	Погоняйченко				15.06
-----	--------------	--	--	--	-------

ВКР-13.03.02-1405671 ГРЗ

Саяно-Шушенский Филиал
Сибирского Федерального Университета

Изм	Колуч	Лист	№ док	Подп	Дата
-----	-------	------	-------	------	------

Разраб	Амельчаков				01.06
--------	------------	--	--	--	-------

Проб	Затеев				02.06.2018
------	--------	--	--	--	------------

--	--	--	--	--	--

Т.контр	Погоняйченко				15.06
---------	--------------	--	--	--	-------

Н.контр					
---------	--	--	--	--	--

Утв	Погоняйченко				15.06
-----	--------------	--	--	--	-------

Проектирование Хантынтойской ГЭС
на реке Большой Патом

Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

У	4	8
---	---	---

--	--	--

Нагрузки на плотину

Кафедра ГГЗЭС,
2018

ВКР-13.03.02-1405671-Эс1

Саяно-Шушенский Филиал

Сибирского Федерального Университета

Изм Колум Лист № док Подп Дата

Разраб Амельчаков 09.06.18

Проб Сивцов 09.06.18

Проектирование Ханты-Мансийской

ГЭС на реке Большой Патом

Стадия Лист Листов

У 5 8

Т.контр Погоряичев 25.06

Н.контр

Утв Погоряиченко 25.06

Главная схема

электрических присоединений

Кафедра ГГЭЭС

2018

ВКР-13.03.02-1405671-Эс2

Саяно-Шушенский Филиал
Сибирского Федерального Университета

Изм Колуч Лист № док Подп Дата

Разраб Амельчаков 05.06

Проб Казанцева 05.06

Т.контр Позомайченко 15.06

Н.контр

Утв Позомайченко 15.06

Проектирование Хантынской ГЭС
на реке Большой Патом

Стадия Лист Листов

У 6 8

Принципиальная схема релейной защиты
гидроагрегата №1СШФ СФУ
гд ГЭ14-02Б

Подп и дата

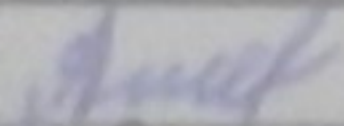
Инд № подл

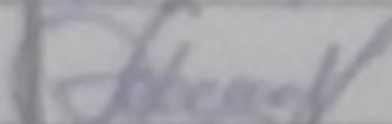
ВКР-13.03.02-1405671-СВ1

Саяно-Шушенский Филиал

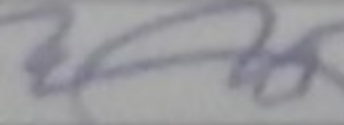
Сибирского Федерального Университета

Изм	Колуч	Лист	№ док	Подп	Дата
-----	-------	------	-------	------	------


Разраб		Амельчаков			06.06
--------	--	------------	--	---	-------

Проб		Сивцов			06.06.18
------	--	--------	--	---	----------

--	--	--	--	--	--

Т.контр		Погоняйченко			15.06
---------	--	--------------	--	--	-------

Н.контр					
---------	--	--	--	--	--

Утв		Погоняйченко			15.06
-----	--	--------------	--	---	-------

Проектирование Хантынтойской ГЭС
на реке Большой Патом

Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

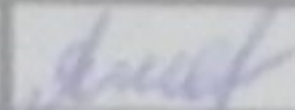
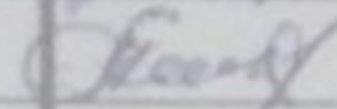
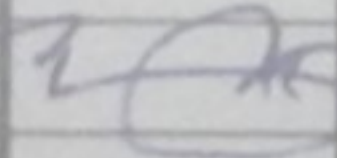
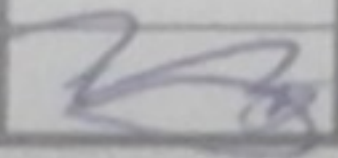
У	7	8
---	---	---

Схема принципиальная АИМ КУЗ
Хантынтойской ГЭС

Кафедра ГГЭЭС,
2018

ВКР-13.03.02-1405671-СВ2

Саяно-Шушенский Филиал
Сибирского Федерального Университета

Изм	Колуч	Лист	№ док	Подп	Дата
Разраб		Амельчаков			09.06.18
Проб		Сивцов			09.06.18
Т.контр		Погоняйченко			15.06
Н.контр					
Утв		Погоняйченко			15.06

Проектирование Хантынской ГЭС
на реке Большой Лотом

Страница	Лист	Листов
У	8	8

Схема принципиальная
электропитания АИИС КУЗ

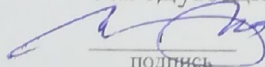
Кафедра ГГЭЭС,
2018

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

« 15 » 06. 2018 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Амельчакову Анатолию Владимировичу
фамилия, имя, отчество

Группа ГЭ14-02 Б Направление (специальность) 13.03.02
номер код

Электроэнергетика и электротехника
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проектирование Хантынтайской ГЭС на реке Большой Патом. Система АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора, обработки и предоставления данных, отчетов, взаимодействие с СО ЕЭС, НП АТС

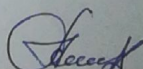
Утверждена приказом по университету № 104/18-с от 14.06.2018
Руководитель ВКР А.Н. Сивцов, заместитель начальника СТСУ Филиала ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»
инициалы, фамилия, должность и место работы

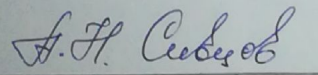
Исходные данные для ВКР топографическая основа в створе гидроузла; гидрологические данные; инженерно-геологические характеристики; сейсмичность в районе строительства; характеристика электроэнергетической системы

Перечень разделов ВКР Анализ исходных данных и определение условий функционирования гидроэлектростанции; Водно-энергетические расчеты; Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; Электрическая часть; Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем; Компонировка и сооружения гидроузла; Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности, по охране окружающей среды; Техно-экономические показатели; Система АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора, обработки и предоставления данных, отчетов, взаимодействие с СО ЕЭС, НП АТС

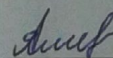
Перечень графического материала плакат: «Проектирование Хантынтайской ГЭС на реке Большой Патом»; Генеральный план Хантынтайской ГЭС; Поперечный разрез по водосливной плотине; Поперечный разрез по оси агрегата; Расчетная схема водосливной плотины с эпюрами нагрузок и напряжений; Главная схема электрических присоединении Хантынтайской ГЭС; Принципиальная схема релейной защиты гидроагрегата №1; Схема принципиальная АИИС КУЭ Хантынтайской ГЭС; Схема принципиальная электропитания АИИС КУЭ; видеоролик Проектирование Хантынтайской ГЭС.

Руководитель ВКР


подпись


инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

 А.В. Амельчаков
подпись, инициалы и фамилия студента

« 13 » июня 2018 г

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

ОТЗЫВ

руководителя Сивцова А.Н., заместителя начальника СТСУ Филиала ПАО
«РусГидро» - «Саяно-Шушенской ГЭС им. П. С. Непорожного»

о бакалаврской работе «Проектирование Хантынтайской ГЭС на реке Большой
Патом. Система АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора,
обработки и предоставления данных, отчетов, взаимодействие с СО ЕЭС, НП
АТС»

Амельчакова Анатолия Владимировича

Бакалаврская работа, разработанная Амельчаковым А.В., выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Бакалаврская работа представлена на 136 листах пояснительной записки и 9 листах иллюстрационного материала, а также видеоролик. Достаточно подробно разработаны все части проекта. В бакалаврской работе разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты. В работе также освещены мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы. Рассмотрена система АИИС КУЭ, разработана принципиальная схема подключения и электропитания АИИС КУЭ для проектируемой станции. Все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а также стандартам «РусГидро».

К основным замечаниям дипломного проекта можно отнести следующее: не проведен сравнительный анализ вариантов при выборе главной электрической схемы распределительного устройства.

Следует отметить аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы А.В. Амельчаков проявил самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Хантынтайской ГЭС на реке Большой Патом. Система АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора, обработки и предоставления данных, отчетов, взаимодействие с СО ЕЭС, НП АТС» заслуживает положительной оценки, а автор проекта Амельчаков А.В. присвоения квалификации «инженер-гидроэнергетик».

Дата 12.06.18

Подпись 